

Johannes Stiegler

**Wirtschaftlichkeitsbetrachtung
dezentraler Stromerzeugung**
aus Sicht des Netzbetreibers

eingereicht als

DIPLOMARBEIT

an der

HOCHSCHULE MITTWEIDA

UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES

im Fachbereich Wirtschaftsingenieurwesen

Erstprüfer:Prof. Dr. Johannes Stelling

Zweitprüfer:.....Prof. Dr. Andreas Hollidt

Timelkam, 2010

Vorgelegte Arbeit wurde verteidigt am:

Bibliografische Beschreibung

Stiegler Johannes:

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dezentraler Stromerzeugung aus Sicht des Netzbetreibers. – 2010. – 78 S.

Timelkam, Hochschule Mittweida, Fachbereich Wirtschaftsingenieurwesen,
Diplomarbeit, 2010

Danksagung

Zuallererst gilt mein herzlicher Dank Prof. Dr. Johannes N. Stelling der Hochschule Mittweida, für die hilfreiche fachliche Begleitung, für die Unterstützung, sowie für die Anregungen bei der Erstellung der Diplomarbeit. Dabei möchte ich mich vor allem für die raschen Beantwortungen meiner Fragen bedanken.

Darüber hinaus bedanke ich mich bei den Professoren der Hochschule Mittweida für die praxisbezogene Übermittlung des Wissens und beim Studien- und Technologie Transfer Zentrum Weiz für die gute Organisation des Ablaufs.

Des Weiteren gilt mein Dank allen Kollegen des Studiengangs Wirtschaftsingenieurwesen für das angenehme Klima und die gute Zusammenarbeit. Ebenso haben mich einige Mitarbeiter der Energie AG OÖ bei der Erarbeitung meines Themenbereichs unterstützt und so manches Mal über die Problematik und über zukünftige Netzstrategien diskutiert.

Und ganz sicher muss ich vor allem meiner Frau Jutta und meinen beiden Kindern Julian und Leonie danken, die sich so gut es ging mit dem daheim körperlich selten anwesenden und selbst dann geistig oft abwesenden Papa arrangiert haben. Meine Familie hat mir die nötige Zeit und den Rückhalt gegeben, damit das Studium des Wirtschaftsingenieurwesens und meine Diplomarbeit für mich möglich waren.

Kurzreferat

Ziel dieser Diplomarbeit ist es, die Charakteristiken von erneuerbaren Energien zu beschreiben und ihre Auswirkungen auf bestehende Strukturen zu untersuchen. Dabei sollen die Möglichkeiten und Grenzen einer Nutzung des regenerativen oder erneuerbaren Energieangebots in Oberösterreich dargestellt und erläutert werden. Es werden technische, ökologische und ökonomische Kenngrößen erarbeitet, die eine einfache Einordnung der unterschiedlichen regenerativer Energien im Versorgungsgebiet der Energie AG ermöglichen.

In weiterer Folge werden anhand ausgewählter Beispiele die unterschiedlichen Kraftwerke miteinander in Beziehung gesetzt, um die Wirtschaftlichkeit der Erzeugungstechnologien für den Kraftwerksbetreiber, für den Verteilnetzbetreiber sowie für den Stromkunden zu analysieren.

I Inhaltsverzeichnis

Bibliografische Beschreibung.....	I
Danksagung.....	II
Kurzreferat	III
I Inhaltsverzeichnis	IV
II Abkürzungsverzeichnis	VIII
III Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	X
1 Einleitung	1
1.1 Problemstellung	3
1.2 Zielsetzung	4
1.3 Methodische Vorgehensweise	4
2 Beschreibung des Oberösterreichischen Energiesystems	6
2.1 Stromversorgung	6
2.1.1 Erzeugung	6
2.1.2 Übertragung.....	7
2.1.3 Verbrauch	9
2.2 Marktstrukturen.....	10
2.2.1 Organisation des Unternehmen Energie AG Oberösterreich.....	10
2.2.2 Energiesysteme in Oberösterreich.....	11
2.2.3 Rechtlichen Grundlagen	12
2.3 Netzaspekte.....	14
2.3.1 Netzstrukturen	14
2.3.2 Netzbauformen	16
2.4 Netzanbindung.....	18
2.4.1 Direkte Netzanbindung	19
2.4.2 Indirekte Netzanbindung.....	19

2.4.3	Gemischte (direkte/indirekte) Netzanbindung.....	20
2.5	<i>Netzbetrieb</i>	21
2.5.1	Technische Qualität.....	22
2.5.2	Anforderungen und Auswirkungen.....	23
2.5.3	Technische Bedingungen	24
2.5.4	Netzverluste.....	25
3	Einordnung in die allgemeine Betriebswirtschaftslehre.....	27
3.1	<i>Wirtschaftlichkeit</i>	27
3.1.1	Volkswirtschaftliche Überlegung	28
3.1.2	Unternehmensinterne Betrachtung	29
3.2	<i>Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsberechnung</i>	30
3.2.1	Statische Verfahren	31
3.2.2	Dynamische Verfahren	31
3.3	<i>Nutzwertanalyse</i>	35
3.4	<i>Ökonomische Analyse der Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie</i>	38
3.4.1	Kosten der Energie	38
3.4.2	Investitionskosten	38
3.4.3	Betriebskosten	38
3.4.4	Stromgestehungskosten	39
3.4.5	Förderungen	40
4	Beschreibung der Erzeugungstechnologien in OÖ.....	42
4.1	<i>Stromerzeugung aus Wasserkraft</i>	42
4.1.1	Allgemeines	42
4.1.2	Technologiebeschreibung und Bauformen	43
4.1.3	Entwicklung der Kleinwasserkraft in Österreich	44
4.2	<i>Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas</i>	44
4.2.1	Allgemeines	44
4.2.2	Technologiebeschreibung und Bauformen	45
4.2.3	Entwicklung von Biomasse- und Biogasanlagen in Oberösterreich	45
4.3	<i>Photovoltaische Stromerzeugung</i>	46
4.3.1	Allgemeines	46

4.3.2	Technologiebeschreibung und Bauformen	47
4.3.3	Entwicklung von Photovoltaikanlage in Österreich	48
4.4	<i>Windkraftanlagen</i>	49
4.4.1	Allgemeines	49
4.4.2	Technologiebeschreibung und Bauformen	50
4.4.3	Entwicklung von Windenergieanlagen in Oberösterreich.....	51
5	Auswirkungen der regenerativen Energien in Oberösterreich.....	52
5.1	<i>Auswirkungen auf den Verteilnetzbetreiber</i>	52
5.1.1	Prognostizierbarkeit	54
5.1.2	Technologieentwicklungsstand	54
5.1.3	Elektrische Nennleistung, Engpassleistung und Dauerleistung	55
5.1.4	Maximale Jahresvolllaststunden	56
5.1.5	Elektrischer Wirkungsgrad	56
5.1.6	Technische Verfügbarkeit	57
5.2	<i>Auswirkungen auf den Stromkunden</i>	57
5.2.1	Ökostromkosten.....	57
5.2.2	Merit-Order Effekt	58
6	Gegenüberstellung und Bewertung von Erzeugungsanlagen	60
6.1	<i>Wasserkraftwerk Fallbeispiel Lohninger</i>	60
6.1.1	Investitionskosten	61
6.1.2	Betriebskosten	61
6.1.3	Stromgestehungskosten	62
6.1.4	Förderungen	62
6.1.5	Berechnung	63
6.2	<i>Biogasanlage Fallbeispiel Kreuzer</i>	63
6.2.1	Investitionskosten	64
6.2.2	Betriebskosten	65
6.2.3	Stromgestehungskosten	65
6.2.4	Förderungen	65
6.2.5	Berechnung	66
6.3	<i>Photovoltaikanlage Fallbeispiel Hausjell</i>	66

6.3.1	Investitionskosten	66
6.3.2	Betriebskosten	67
6.3.3	Stromgestehungskosten	67
6.3.4	Förderungen	67
6.3.5	Berechnung	68
6.4	<i>Windkraftwerk Fallbeispiel Pöndorf</i>	68
6.4.1	Investitionskosten	69
6.4.2	Betriebskosten	70
6.4.3	Stromgestehungskosten	71
6.4.4	Förderungen	71
6.4.5	Berechnung	71
6.5	<i>Technische und wirtschaftliche Gegenüberstellung</i>	72
7	Zusammenfassung	73
7.1	<i>Schlussfolgerung</i>	73
7.2	<i>Ausblick</i>	76
III	Literaturverzeichnis	IX
IV	Anhang	IX
V	Eidesstattliche Erklärung	XII

II Abkürzungsverzeichnis

A	Ampere
Abb.	Abbildung
AG	Aktiengesellschaft
ASM	Asynchronmaschine
Aufl.	Auflage
BHKW	Blockheizkraftwerk
CO ₂	Kohlendioxid
cos ϕ	Verschiebungsfaktor DEA Dezentrale Erzeugungsanlage
DEA	Dezentrale Stromversorgungsanlagen
d.h.	das heißt
EAG	Energie AG Oberösterreich
EBIT	Gewinn vor Zinsen und Steuern
EIWOOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
EIU	Elektrizitätsunternehmen
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
ggf.	gegebenenfalls
GuD	Gas- und Dampf(kraftwerk)
GuV	Gewinn und Verlustrechnung
IPP	Independent Power Producer
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKW	Kleinwasserkraftwerk
MS	Mittelspannung (> 1-kV bis einschließlich 36-kV)
NBE	Netzbereitstellungsentgelt
NE	Netzebene
NS	Niederspannung (1-kV und darunter)
NWA	Netzwertanalyse
NZE	Netzzutrittsentgelt
Öko-BGV	Öko-Bilanzgruppenverantwortlicher
OÖ	Oberösterreich
PV	Photovoltaikanlage
ROI	Return on Investment
SM	Synchronmaschine

TOR	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
u.a.	unter anderem
ROE	Eigenkapitalrendite
vgl.	vergleiche
VEÖ	Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs
WACC	Weight Average Cost of Capital
WEA	Windenergieanlage
z.B.	zum Beispiel

III Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

ABB. 1: ELEKTRIZITÄTSNETZ-SCHEMA MIT SPANNUNGSEBENEN	3
ABB. 2: STRUKTURALES MODELL DES ELEKTROTECHNISCHEN SYSTEMS	5
ABB. 3: KRAFTWERKE DER ENERGIE AG	6
ABB. 4: 110-kV-LEITUNGEN DER ENERGIE AG	8
ABB. 5: ERZEUGUNG UND VERBRAUCH IN ÖSTERREICH	9
ABB. 6: POWER TOWER LIGHT DER ENERGIE AG	12
ABB. 7: ZENTRALE VERSUS DEZENTRALE ERZEUGUNG	14
ABB. 8: NETZSTRUKTUREN MIT SPANNUNGSEBENEN	15
ABB. 9: ZUSAMMENSPIEL VERSCHIEDENER NETZBAUFORMEN	17
ABB. 10: BEISPIELE FÜR NETZANBINDUNGEN: A) UND B) DIREKTE, C) INDIREKTE, D) GEMISCHTE NETZANBINDUNG	20
ABB. 11: ZENTRALE VERSUS DEZENTRALE VERSORGUNGSSTRUKTUR	22
ABB. 12: ZUSAMMENHANG ZWISCHEN KURZZEITIGER SPANNUNGSÄNDERUNG ΔU UND STATIONÄRER SPANNUNGSANHEBUNG ΔU_{AN}	24
ABB. 13: GRENZFÄLLE HINSICHTLICH DER AUSWIRKUNGEN AUF NETZVERLUSTE	25
ABB. 14: WESENTLICHE EINFLUSSGRÖßEN AUF DIE SPEZ. STROMGESTEHUNGSKOSTEN	40
ABB. 15: INNERSTAATLICHE LAUFENDE FÖRDERUNGEN LT. ÖKOSTROMGESETZ	41
ABB. 16: DARSTELLUNG BIOGASANLAGE MIT NETZANSCHLUSS	46
ABB. 17: VISUALISIERUNG SONNENKRAFTWERK	48
ABB. 18: OBERÖSTERREICHISCHE WINDKRAFTANLAGEN	49
ABB. 19: ENTWICKLUNG VON TURMHÖHEN UND ROTORDURCHMESSERN VON WINDENERGIEANLAGEN	50
ABB. 20: EINSPEISUNG VERSCHIEDENER REGENERATIVER ENERGIEN INS VERSORGUNGSNETZ	52
ABB. 21: SCHEMATISCHE ÜBERSICHT DES MERIT-ORDER-EFFEKTES	59
ABB. 22: GEPLANTE ENERGIE AG SOFTWARE FÜR DEZENTRALE EINSPEISER	X
ABB. 23 STATISCHE UND DYNAMISCHE WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNG KRAFTWERKEN	XI
TAB. 1: PRIMÄRE UMSÄTZE UND ARBEITSPLÄTZE ERNEUERBARER ENERGIE IN ÖSTERREICH 2007/08	29
TAB. 2: ZIELERREICHUNGSKLASSEN UND TEILNUTZUNGSWERTE	37
TAB. 3: INTERVALLE DER ZIELERREICHUNG	37
TAB. 4: TECHNISCHE UND WIRTSCHAFTLICHE GEGENÜBERSTELLUNG	72
TAB. 5: INVESTITIONEN SOWIE BETRIEBS- U. STROMGESTEHUNGSKOSTEN DER REFERENZANLAGEN	75
TAB. 6: MEHRAUFWENDUNGEN DURCH VERRECHNUNGSPREISE GEGENÜBER DEM GEWICHTETEN STROM MARKTPREIS	X

1 Einleitung

Eine sichere, wirtschaftliche und ökologische Stromversorgung ist eine fundamentale Voraussetzung für die positive gesamtwirtschaftliche Entwicklung. Es gilt ein zuverlässiges, umweltfreundliches und kostengünstiges Energiesystem zu gestalten, welches auch den sozialen Bedürfnissen der Menschen gerecht wird.

Der heutige Lebensstandard erfordert einen hohen Einsatz an Energie aus fossilen Reserven, Wasser und Sonne. Aufgrund der zu Ende gehenden Energiereserven und des durch das Verbrennen fossiler Brennstoffe steigender CO₂ Ausstoßes müssen neue Strategien für die Energiebereitstellung überlegt werden.

Ich bin als Projektplaner bei der Energie AG Netz GmbH tätig und möchte meine Diplomarbeit zum Anlass nehmen die Stromversorgung in Oberösterreich näher zu erläutern.

Die mit der Stromversorgung verbundenen Umwelt- und Ressourcenprobleme werden heute vielfach sehr emotional und oft zu wenig sachlich diskutiert. Dabei wird die dezentrale Stromversorgung unter Zuhilfenahme umwelt- und ressourcenschonender Energieträger in Zukunft eine ganz bedeutende Rolle spielen. Der Energiesektor befindet sich derzeit in einem Wandlungsprozess. Die bestehenden zentral ausgerichteten Strukturen, basierend auf einer Energieversorgung mit fossilen Energieträgern, werden nicht nur von wissenschaftlicher Seite, sondern mittlerweile auch von politischer Seite her in Frage gestellt. Zur Alternative steht ein eher dezentral orientiertes System, bei dem gesteigerte Effizienz und nachhaltige Energiewirtschaft im Mittelpunkt stehen.

Erneuerbare Energien haben mittlerweile einen festen Platz im Energiemix von heute. Das ist nicht erst so, seit Preise für Öl und Gas rasante Berg- und Talfahrten vollführt haben.

Dieser Umorientierungsprozess betrifft nicht nur Österreich und Deutschland. Weltweit ist in den vergangenen Jahren die Erkenntnis gereift, dass die bisherige Energiepolitik führender Industrienationen aus unterschiedlichen Gründen nicht zukunftsfähig ist und daher abgelöst werden muss von einer auf Nachhaltigkeit basierenden Politik. Der steigende weltweite Energiebedarf, hervorgerufen durch Bevölkerungswachstum, Industrialisierung und Globalisierung, kann allein mit Mineralöl langfristig nicht gedeckt werden. Die derzeitige Ausbeutung der natürlichen Erdöl- und Erdgasvorkommen verursacht bereits seit geraumer Zeit erhebliche

Umweltprobleme, während die fossilen Ressourcen immer weiter dahin schmelzen und die Emissionen erhebliche Klimaprobleme verursachen. Hinzu kommt, dass die Abhängigkeit ölimportierender Länder von Fördernationen ein zunehmendes Konfliktpotential birgt.¹ Spätestens seit der Explosion einer Bohrinself im Golf von Mexiko ist ein Umdenken in der Energiepolitik gefordert.

Eine Abkehr von diesen bestehenden Strukturen ist daher unvermeidlich. An ihre Stelle treten häufiger erneuerbare Energieträger und alternative Techniken. Das Schlagwort für diese neue Energiepolitische Ära lautet: Nachhaltigkeit.

Eine nachhaltige Politik verlangt einen im Hinblick auf zukünftige Generationen verantwortungsbewussteren Umgang sowohl mit Energie als mit der Umwelt. Es geht dabei um einen möglichst effizienten Einsatz aller erneuerbaren Energien.

Zu den erneuerbaren Energien zählen Sonnen- und Bioenergie, Wind- und Wasserkraft sowie Erdwärme. Die Nutzung dieser Energieformen geht nach heutigem Erkenntnisstand nicht zu Lasten der Umwelt. Die Energiequellen sind regenerierbar bzw. unter Berücksichtigung des menschlichen Zeithorizontes nicht endlich.

¹ (Geitmann,2005) S12

1.1 Problemstellung

Die Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere zur Stromerzeugung, hat in den vergangenen Jahren erheblich zugenommen. Zudem drängen sich erneuerbare Energien vor dem Hintergrund des Klimawandels immer mehr in das öffentliche Bewusstsein und erlangen somit neben der Versorgungsbedeutung auch einen Zuwachs an politischer Wichtigkeit.

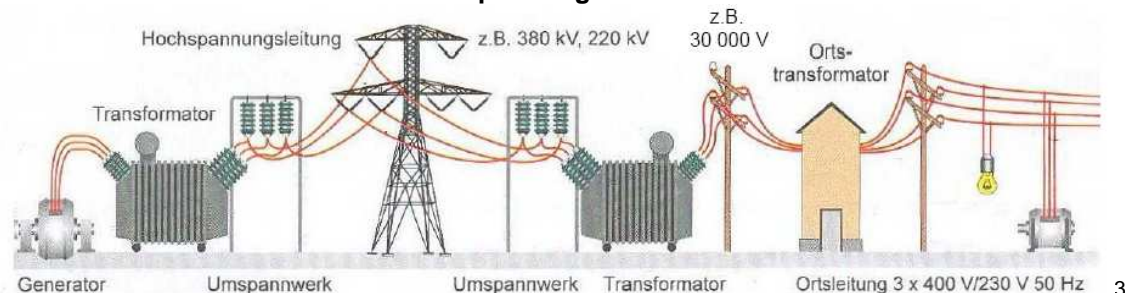
Die EU will angesichts des Klimaschutzes sowie der drohenden größeren Importabhängigkeit von Öl und Gas den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergiemix von derzeit weniger als 7% auf 20% im Jahr 2020 erhöhen.²

Der Betrieb der Netze und der bedarfsgerechte Netzausbau müssen sich dabei neuen Herausforderungen stellen.

Die Elektrizitätsversorgung der vergangenen Jahrzehnte war vorwiegend durch zentrale Produktionseinheiten bestimmt, deren erzeugte Elektrizität über Übertragungs- und Verteilernetze zum Kunden transportiert wurde. D.h. es dominierte eine Richtung von der höchsten Spannungsebene mit relativ wenigen Großverbrauchern hin zu niedrigeren Spannungsebenen mit relativ vielen Kleinverbrauchern (vertikaler Lastfluss), siehe Abbildung 1.

Während in Oberösterreich Strom bisher zum stark überwiegenden Teil in großen (Wasser-) Kraftwerken produziert wurde, kommen derzeit immer mehr dezentrale Anlagen hinzu (Windturbinen, Biogasanlagen, Kleinwasserkraftwerke, Photovoltaik). Die Potenziale der meisten erneuerbaren Quellen und der KWKW sind so stark im Raum verteilt, dass ihre Nutzung zu einem erhöhten Anteil dezentraler Erzeugung (engl. ‚distributed generation‘ - DG) führt, d.h. zu Anlagen, die an das Mittel- oder Niederspannungsnetz angeschlossen werden.

Abb. 1: Elektrizitätsnetz-Schema mit Spannungsebenen



² EK 2006 S 848

³ Quelle: http://www.verbund.at/cps/rde/xbcr/SID-3E1B22D8-67AF0280/internet/Imagebrochuere_APG_07_2007.pdf; Stand: 09.05.2010

1.2 Zielsetzung

Vor dem Hintergrund der oben beschriebenen Problemstellung ist es das Ziel die Charakteristiken von erneuerbaren Energien zu beschreiben und ihre Auswirkungen auf bestehende Strukturen zu untersuchen. Dabei sollen die Möglichkeiten und Grenzen einer Nutzung des regenerativen oder erneuerbaren Energieangebots in Oberösterreich dargestellt und erläutert werden.

Es gilt die Frage zu beantworten, ob oder inwiefern die Nutzung erneuerbarer Energien mit Nachteilen oder sogar Schäden für die Umwelt bzw. die Wirtschaft verbunden ist.

Bei dieser Fragestellung gibt es ebenso viele Ansichten wie Interessenvertretungen. Für einen Investor liegen die Vor- und Nachteile der erneuerbaren Energie anders als beispielsweise für einen privaten Anwohner oder Naturschützer.

Ebenso wie andere Energieversorgungsmöglichkeiten ist auch die Nutzung erneuerbarer Energie mit Eingriffen in der Natur verbunden, denn Wasserkraftwerke, Windräder oder freistehende Solaranlagen verändern das natürliche Landschaftsbild.

Der Betrieb von Stromnetzen wird je nach vorherrschender Integrationsdichte von dezentralen Stromversorgungsanlagen beeinflusst. Durch den kontinuierlichen Anstieg von DEA sind für den Betrieb der Netze u.a. die Bereitstellung von Erzeugungsreserve, Netzurückwirkungen, Netzverluste und Spannungsänderungen zu berücksichtigen.

1.3 Methodische Vorgehensweise

Um das Thema der Diplomarbeit wirtschaftlich betrachten zu können, ist es notwendig, einige Grundlagen in technischer, rechtlicher und organisatorischer Hinsicht von Elektrizitäts-Netzen bzw. Netzbetreibern zu klären.

Im Anschluss daran erfolgt eine wirtschaftliche Betrachtung der erneuerbaren Energien.

Dazu werden technische, ökologische und ökonomische Kenngrößen erarbeitet, die eine einfache Einordnung der unterschiedlichen Optionen einer Nutzung regenerativer Energien im Versorgungsgebiet der Energie AG ermöglichen.

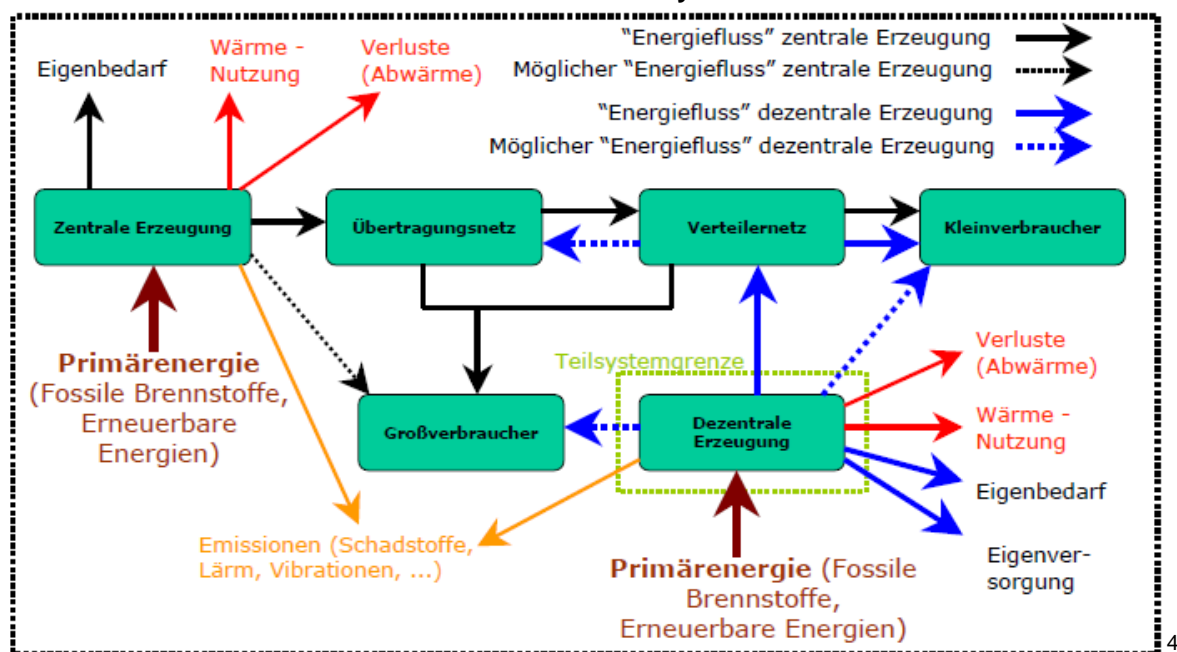
Die Netzanbindung von Erzeugungsanlagen muss wegen der komplexen Zusammenhänge und Auswirkungen im Netz, wie z.B. Veränderungen der Spannungen, koordiniert bewertet werden. Um den Anschluss und den Betrieb von

Erzeugungsanlagen im Vorfeld und laufend zu bewerten, sind ausführliche Berücksichtigungen notwendig. Die dazugehörigen Bewertungs- und Beurteilungsgrundlagen, Netzbetriebsempfehlungen und Netzbetriebsauswirkungen werden erläutert.

Es folgen Berechnungsbeispiele die, die wirtschaftlichen Auswirkungen verschiedener Erzeugungstechnologien für den Kraftwerksbetreiber, für den Verteilnetzbetreiber und schließlich für den Endverbraucher erörtert.

Auf die technischen Fragen soll eher nur sekundär eingegangen werden, da die Arbeit für ein wirtschaftliches Studium eingereicht wurde.

Abb. 2: Strukturelles Modell des elektrotechnischen Systems



⁴ (Wimmer, 2004) S. 54

2 Beschreibung des Oberösterreichischen Energiesystems

Diese Kapitel soll eine Einführung in die Zusammenhänge bei der Stromversorgung liefern. Im elektrischen Versorgungsnetz müssen Erzeugung und Verbrauch jederzeit exakt übereinstimmen. Dabei wird die elektrische Energie an Stellen erzeugt, an denen die primäre Energie ausreichend verfügbar ist (z.B.: Wasser, Wind, Sonne...) oder effizient angeliefert werden kann (z.B.: Kohle, Gas...). Der Verbrauch der elektrischen Energie erfolgt oft an anderen Gebieten.

2.1 Stromversorgung

Hier wird die Bedeutung der Energieform Elektrizität aufgezeigt. Es werden allgemeine Angaben zur Stromversorgung in Oberösterreich gemacht. Dabei werden die grundlegenden Zusammenhänge von Erzeugung, Übertragung und Verbrauch im Versorgungsgebiet der Energie AG näher erläutert.

2.1.1 Erzeugung

Die Energie AG Oberösterreich betreibt derzeit 35 Wasserkraftwerke in Oberösterreich und Salzburg sowie die Wärmekraftwerke an den Standorten Timelkam und Riedersbach.

Abb. 3: Kraftwerke der Energie AG



⁵ Quelle: http://www.energieag.at/eag_at/page/339536979223644121_593479839214310582,de.html
Stand: 09.05.2010

Die Eigenerzeugung der Kraftwerke beträgt ca. 4 TWh pro Jahr. Mit der Inbetriebnahme eines neuen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerkes im Jahr 2008, werden nun ca. 75% der Energie AG-Stromaufbringung in eigenen Kraftwerken erzeugt.

Die EAG setzt bei der Stromerzeugung auf einen Energiemix aus Wasserkraft, thermischer Erzeugung, Biomasse und Photovoltaik.

Die gesamte Stromaufbringung gliedert sich in Oberösterreich wie folgt:⁶

Wasserkraft: 58,50%

Windenergie: 3,74%

Biomasse Fest: 4,68%

Sonstige Ökoenergie: 1,16%

Kohle: 29,56%

Erdgas: 0,36%

Erdöl: 0,45%

Sonstige: 1,55%

Nukleare Energie: 0 %

2.1.2 Übertragung

Das Gut Elektrizität ist in ökonomisch relevanten Mengen nicht speicherbar und kann darüber hinaus nur leitungsgebunden vom Erzeuger zum Verbraucher transportiert werden.

Die Übertragung der elektrischen Energie erfolgt bei der EAG über ca. 29.000 km Freileitung und Kabel und erstreckt sich über rund 10.150 m². Netzkunden in 389 Gemeinden in Oberösterreich, Salzburg, der Steiermark und Niederösterreich werden über die Verteilernetzanlagen der Energie AG mit Strom versorgt.

Die Netzanlagen der Energie AG werden auf verschiedenen Spannungsebenen betrieben. Hochspannungsleitungen, die mit 110-kV betrieben werden, dienen dem Transport elektrischer Energie von größeren Kraftwerken oder Umspannwerken zu regionalen Verbrauchszentren und Großverbrauchern. Bei der Energie AG sind Hochspannungsleitungen fast vollständig als Freileitungen mit Stahlgitter- oder

⁶ Quelle: http://www.energieag.at/eag_at/page/339536979223644121_0_0,de.html, Download am 16.05.2010

Betonmasten ausgeführt. Auch die Mittelspannungsleitungen, die die Energie AG Oberösterreich Netz GmbH überwiegend mit 30-kV betreibt, dienen dem regionalen Transport elektrischer Energie, allerdings über kürzere Distanzen als auf der Hochspannungsebene.

Die Mittelspannungsleitungen sind entweder Freileitungen mit Holz-, Beton- oder Stahlgittermasten, oder auch im zunehmenden Ausmaß Erdkabel. Der Grund, warum bei längeren Übertragungsebenen Strom auf höhere Spannungsebenen transformiert wird, liegt darin, dass bei der Übertragung mit höherer Spannung die Netzverluste geringer sind als auf der Niederspannungsebene. Im letzten Stück des Weges von der Trafostation bis zum einzelnen Haushalt wird elektrische Energie über Niederspannungs-Freileitung und Niederspannungs-Kabel transportiert.

Abb. 4: 110-kV-Leitungen der Energie AG



Bei der Energieübertragung ist der sichere, zuverlässige und leistungsfähige Betrieb des Verteilernetzes obersten Ziel des Verteilernetzbetreibers.

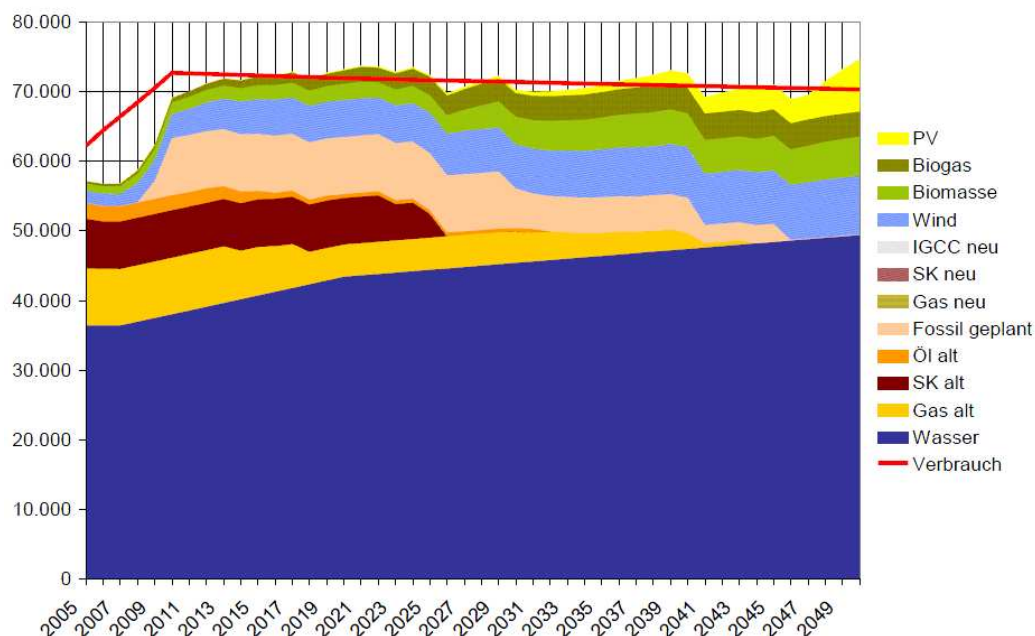
⁷ Energie AG OÖ Netzwerk 2010 S 13

2.1.3 Verbrauch

Elektrizität ist eine wichtige Endenergie. Als Endenergie wird die Energie bezeichnet, die den Verbraucher nach Transport- und Umwandlungsvorgängen letztendlich erreicht und für die Umwandlung in Nutzenergie (etwa in mechanische Energie) zur Verfügung steht.

Um den Stromverbrauch mit den Kraftwerken möglichst genau nachfahren zu können, sind präzise Lastprognosen nötig. In solche Prognosen fließen zum Beispiel auch Wetterprognosen ein, da die Witterung ebenfalls den Stromverbrauch beeinflusst.

Abb. 5: Erzeugung und Verbrauch in Österreich



8

Oberösterreich hat sich in den letzten Jahrzehnten zu einer wirtschaftlichen Vorzeigeregion entwickelt. Das oberösterreichische Wirtschaftswachstum liegt seit Jahren deutlich über dem österreichischen Durchschnitt und der Anteil an der österreichischen Gesamtindustrie beträgt rund 25%, was Oberösterreich zu einer führenden Industrieregion, gekennzeichnet durch eine besonders starke Dynamik und wirtschaftliche Stabilität, macht.⁹

⁸ Energy Economics Group, TU Wien Langfristige Szenarien der gesellschaftlich optimalen Stromversorgung der Zukunft Stand 28.05.2010

⁹ Energie AG Oberösterreich: Geschäftsbericht 2008/2009; Medieninhaber, Verleger und Herausgeber: Energie AG 2010, S. 21

Während der Stromverbrauch in den 80er Jahren im Durchschnitt noch um 2,8% gewachsen ist, belief sich der Zuwachs der letzten beiden Jahrzehnte (im Durchschnitt) auf 2,01% und 1,64%.¹⁰

Der große Anteil von Industrie und Gewerbe am Stromverbrauch in OÖ lässt einen Anstieg von fast 3% im Jahr, in Spitzenzeiten sogar bis 4 % zu. Die gegenwärtige Wirtschaftskrise hat zwar einen Einbruch des Strombedarfs bewirkt, mit Ansprungen der Wirtschaft ist jedoch wieder mit einer Fortsetzung des vormaligen Trends zu rechnen.

Der Absatz im Stromverbrauch betrug bei der Energie AG im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2009/2010 3.212 GWh. Das ist ein leichter Rückgang der Abgabemengen gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres (3.400 GWh), der in erster Linie auf die Minderabnahme von Industriekunden zurückzuführen ist.¹¹

2.2 Marktstrukturen

2.2.1 Organisation des Unternehmen Energie AG Oberösterreich

Um sich ein Bild über den Infrastrukturkonzern Energie AG Oberösterreich machen zu können, möchte ich einige Informationen vorausschicken.

Die Energie AG ist ein führender österreichischer Infrastrukturkonzern mit einem wertorientierten Wachstum im Kerngeschäft Energie, Entsorgung und Wasser. Die Marktgebiete liegen in Österreich und weiteren Ländern Zentral- und Osteuropas. Das Ziel des Unternehmens ist es Marktführer oder erster Herausforderer zu sein. Das wird in erster Linie durch die hochwertigen und kundenorientierten Leistungen der kompetenten Mitarbeiter erzielt. Mit innovativen, umweltfreundlichen Produkten und Dienstleistungen ermöglicht die Energie AG ihren Kunden mehr Lebensqualität, Sicherheit und Erfolg. Die enge Zusammenarbeit innerhalb des Konzerns und mit ihren Partnern ist ein wesentliches Potenzial für den wirtschaftlichen Erfolg. Wertorientiertes Handeln macht den Konzern zu attraktiven Partnern der Eigentümer und Kapitalgeber.¹²

¹⁰ Quelle: <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/jahresreihen>. Stand: 09.05.2010

¹¹ Quelle: http://www.energieag.at/eag_at/page/257501226587649392_0_652878854635627166_de.html, Stand: 04.06.2010

¹² Quelle: http://www.energieag.at/eag_at/page/257501226587649392_0_632957954336438865_de.html, Stand: 10.05.2010

Die Marktführerschaft bei der Stromversorgung in Oberösterreich macht den Konzern zum viertgrößten Energieversorgungsunternehmen Österreichs.

Der Konzern beschäftigte im Geschäftsjahr 2009/2010 durchschnittlich 7.159 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und ist mittlerweile in Österreich, Tschechien, Ungarn, der Slowakei, Rumänien, der Westukraine und Süddeutschland tätig. Mit einem Umsatz von EUR 1.520,1 Mio. wurde im Berichtszeitraum vom 01.10.2008 bis 30.09.2009 ein EBIT von EUR 163,7 Mio. erwirtschaftet.¹³

2.2.2 Energiesysteme in Oberösterreich

Bedingt durch die bestehenden topographischen und klimatischen Bedingungen ist der Anteil der Wasserkraft in Oberösterreich sehr hoch. Oberösterreich ist aber auch Vorreiter, was den Ausbau von erneuerbaren Energien betrifft.

Die Energie AG erzeugt 68% des Stroms aus erneuerbarer Energie. Fast 60% liefert die Wasserkraft, die in Oberösterreich effizienteste und umweltfreundlichste Form. 10% des Stromverbrauches wird durch Ökostrom (ohne Großwasserkraft) gedeckt. Ökostrom wird umweltfreundlich in Kleinwasserkraftwerken, Windkraft-, Photovoltaik-Geothermie-, Biogas- und Biomasseanlagen erzeugt.

In den letzten beiden Jahren gab es in Oberösterreich einen regelrechten Ausbauboom beim Ökostrom. Durch die Ökostrom-Offensive des Landes OÖ gibt es derzeit 900 PV-Anlagen, 12 Biomasse-Verstromungsanlagen, 80 Biogasanlagen und 23 Windkraftanlagen.¹⁴ Die EAG hat dabei in den letzten Jahren kräftig in Wasserkraft investiert. Von den über 570 Kleinwasserkraftwerken des Landes wurden bereits mehr als 170 in den letzten Jahren revitalisiert.

Auch für die Zukunft sind weitere Kleinwasserkraftwerke geplant, wie zum Beispiel an den Standorten Stadl-Paura, Bad Goisern sowie in Oflek und Kleinarl in Salzburg. Vorreiter ist die Energie AG auch in den Bereichen Photovoltaik und Biomasse.

¹³ Energie AG Oberösterreich: Geschäftsbericht 2008/2009; Medieninhaber, Verleger und Herausgeber: Energie AG, Dezember 2009, S. 6

¹⁴ Quelle: <http://www.esv.or.at/foerderungen/oekostrom/> Stand: 10.05.2010

In Europa liegt Oberösterreich bei der Errichtung von Solaranlagen auf dem ersten Platz. Im Jahr 2009 wurden 96.000 Quadratmeter Solarpaneele verbaut.¹⁵

Anfang Juni 2010 wurde in Eberstallzell von der Energie AG das größte Sonnenkraftwerk in Österreich in Betrieb genommen. Das Kraftwerk mit 9.000 Quadratmetern Sonnenkollektoren (4.638 Solarpaneele) wird jährlich 1.000 Megawattstunden Strom erzeugt.

Abb. 6: PowerTower Light der Energie AG



16

2.2.3 Rechtlichen Grundlagen

Als Ziel des österreichischen Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes (EIWOG) kann gemäß § 3 Abs 1 genannt werden, der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft kostengünstige Elektrizität in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen. Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige,

¹⁵ Kronen Zeitung, Wirtschaft Politik Erneuerbare Energien; Medieninhaber, Verleger und Herausgeber: Kronen Zeitung Oberösterreich, vom 5 Juni 2010 S. 16

¹⁶ http://www.energieag.at/eag_at/page/257501226587649392_594393657179308372_503495922118630680.de.html

verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leistungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zu gewährleisten.¹⁷

Grundsätzlich sieht die oben genannte Gesetzesquelle auszugsweise vor, dass

- betriebliche Systeme (Übertragungsnetze) sicher, zuverlässig, leistungsfähig betrieben und zu unterhalten sind,
- die Fähigkeit des Netzes zur Befriedigung einer angemessenen Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität langfristig sicherzustellen ist.
- eine Abschätzung der Lastflüsse und Prüfung der Einhaltung der technischen Sicherheit des Verteilernetzes durchzuführen ist.
- Engpässe im Netz zu ermitteln und Handlungen zu deren Vermeidung zu setzen sind und
- Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet sind, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.

Im Rahmen der ersten Novellierung des EIWOG wurden verpflichtende Abnahmebedingungen verbunden mit Einspeisetarifen für „sonstigen Ökostrom“ (Wind, Biomasse, Photovoltaik, Geothermie) festgelegt. Für Kleinwasserkraftwerke wurde ein Zertifikatssystem eingeführt. Da die Umsetzung der Vorgaben auf Landesebene erfolgte, führte dies zu einem sehr heterogenen Förderbild in Österreich.

Wesentlich an den bisher aufgezählten Gesetzesstellen zur Unterstützung von erneuerbarer Energie ist, dass durch Eingriffe in den Markt eine künstliche Nachfrage geschaffen wird. Dem potenziellen Investor werden einerseits die hohen Produktionskosten erneuerbarer Energie vergütet und somit das Investitionsrisiko durch garantierte Tarife vermindert. Andererseits wird dadurch jedoch der Anreiz gesetzt, die Investitionsentscheidung vollkommen losgelöst von anderen Kriterien, wie Entlastung des Netzes oder effiziente Energieerzeugung, zu treffen.¹⁸

¹⁷ EIWOG Landesrecht Oberösterreich (idF v.08.06.2006)§ 3 Abs. 1

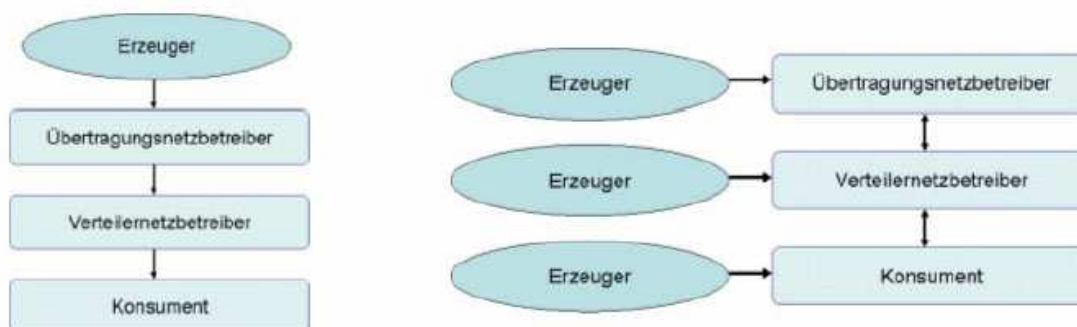
¹⁸ Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt vom 27.09.2001

2.3 Netzaspekte

Bei einer Betrachtung des technischen Netzbetriebs eines Systems der verteilten Stromerzeugung müssen mehrere Aspekte berücksichtigt werden. Zunächst wird auf die vorherrschenden Netzstrukturen sowie auf die technischen Möglichkeiten der Netzanbindung eingegangen. Beim Betrieb von verteilten Stromerzeugungsanlagen sind neben der Einhaltung der technisch zulässigen Grenzen der Betriebsmittel (z.B. die thermische Grenzleistung der Leitungen) die vorgeschriebenen Grenzwerte der Versorgungsqualität (z.B. bezüglich der Spannungsqualität) zu beachten.

Durch die Änderung von technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen ändern sich auch die Erzeugungsstrukturen und so erfolgt die Einspeisung von elektrischer Energie zunehmend auf allen Netzebenen – diese wird als dezentrale Erzeugung bezeichnet, wie in Abbildung 7 dargestellt.

Abb. 7: Zentrale versus dezentrale Erzeugung



19

2.3.1 Netzstrukturen

Elektrizitäts-Netzbetreiber sind Betreiber von Netzen für den Transport elektrischer Energie zu den verschiedensten Abnehmern. Sie können regional, national oder international tätig sein.

Die Gesamtheit aller Einrichtungen, wie Freileitungen, Kabel, Umspann- und Schaltanlagen, die zur Übertragung und Verteilung notwendig sind, bezeichnet man als Netze. Sie übertragen mit größtmöglicher Wirtschaftlichkeit die elektrische Energie mit Gleichstrom, Wechselstrom oder Drehstrom.²⁰

¹⁹ E-Control GmbH Dezentral Erzeugung in Österreich 2005 Seite 1

²⁰ Energie AG Netz GmbH, Richtlinien Netz, Netzplanung, vom 01.09.2009

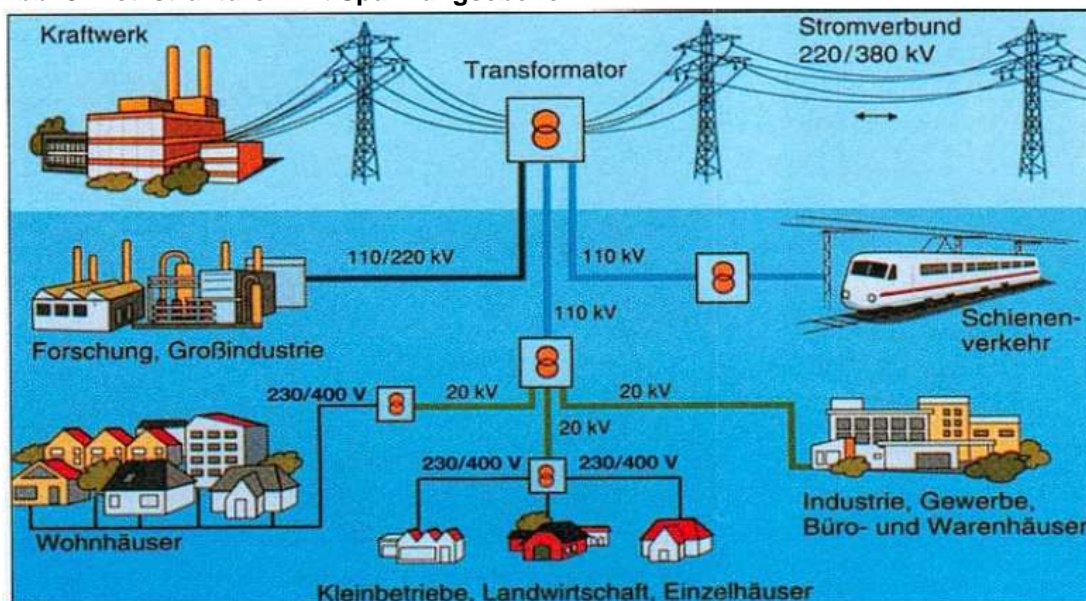
Ein Übertragungssystem ist wirtschaftlich bei minimalen

- Aufwendungen für den Betrieb (Verluste, Wirkungsgrad, Wartung),
- Anlagekosten (Kapitaldienst, Verzinsung, Abschreibung).

Die Energie AG OÖ Netz GmbH ist nicht Besitzer, sondern Betreiber des Netzes, weil das physikalische Netz dem Konzern Energie AG OÖ gehört und die Netzgesellschaft eine Pacht zu entrichten hat.

Die Netzspannung wird abhängig von der Übertragungsleistung und der Entfernung gewählt. Wobei die Serienfertigung der elektrischen Betriebsmittel erfordert, dass elektrische Netze nur mit bestimmten genormten Spannungswerten betrieben werden. Grundsätzlich werden diese Netze in folgende Kategorien / Spannungsebenen eingeteilt

Abb. 8: Netzstrukturen mit Spannungsebenen



21

Höchstspannungsnetze größer 150-kV übertragen die elektrische Energie von Großkraftwerken zu den Abnahmeschwerpunkten in ganz Europa.

Aus den einst lokalen oder nationalen Netzen haben sich im Laufe der Jahre synchrone europäische Verbundnetze herausgebildet. Das größte Verbundnetz in Europa ist jenes der Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE), welches aus dem Zusammenschluss der

²¹ (Krimmling, 2009) S123

Netze von insgesamt 23 europäischen Ländern besteht und rund 450 Millionen Menschen sicher und zuverlässig mit elektrischer Energie versorgt. In Österreich sind 110-kV, 220-kV- und 380-kV Verbundnetze üblich.

Hochspannungsnetze größer 60-kV und kleiner 150-kV

Bei der Energie AG übernehmen Hochspannungsnetze mit 110-kV die regionale Elektrizitätsversorgung. Sie werden aus Umspannstationen (Umformung zwischen den unterschiedlichen Spannungsebenen) oder mittleren Kraftwerken gespeist und versorgen die Großindustrie, Städte sowie größere Versorgungsgebiete.

Mittelspannungsnetze größer 1-kV und kleiner 60-kV

Bei der Energie AG sind Großteils 10-kV- und 30-kV-Netze in Verwendung. Dabei werden die Mittelspannungsnetze aus dem Hochspannungsnetz über Transformatoren und/oder Kleinkraftwerke gespeist und versorgen Industriebetriebe und Stadt- und Landbezirke.

Niederspannungsnetze bis maximal 1-kV

Meistens werden die Verteilnetze mit 400-V betrieben und versorgen Wohnhäuser, Wohngebiete und Gewerbebetriebe bis zu einer Gesamtleistung von ca. 1000-kW.

2.3.2 Netzbauformen

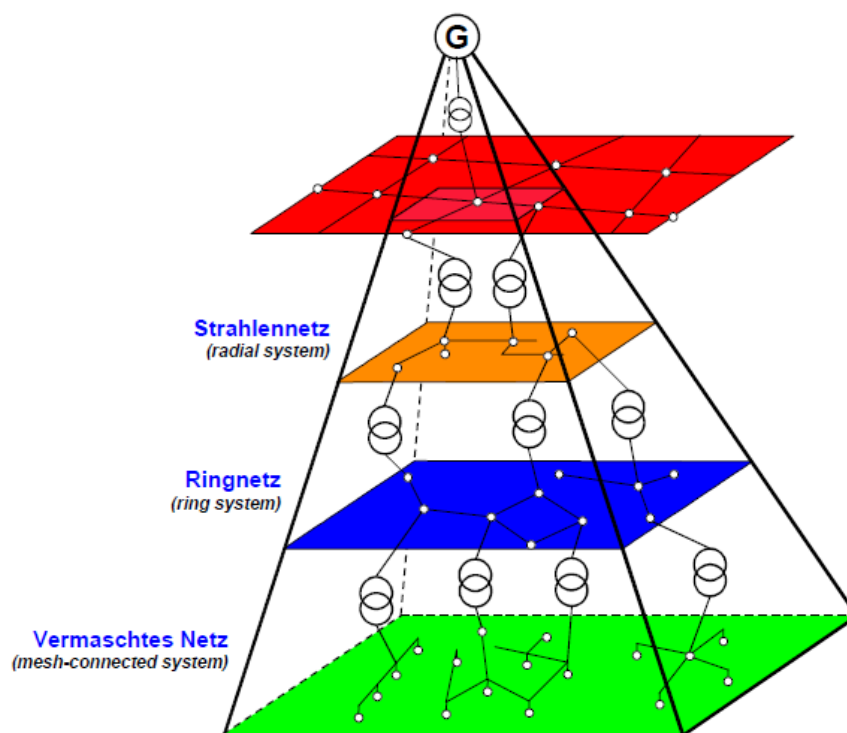
Bei den Hoch- und Niederspannungsnetzen unterscheidet man:

Strahlennetze haben einen Einspeisepunkt. Die Verbraucher speist man über Stickleitungen direkt aus der Trafostation oder einem Verteilerkasten. Das Strahlennetz ist das einfachste Netz. Die Belastung der Leitungen ist begrenzt, weil gegen deren Ende der Spannungsabfall zunimmt. Fällt die Speisestelle aus, so fehlt auch die Versorgung des Abnehmers. Je nachdem, ob die großen Verbraucher am Anfang oder am Ende der Leitung liegen, sind auch Spannungsschwankungen möglich.

Ringnetze zeichnen sich durch eine hohe Versorgungssicherheit und kleine Spannungsabfälle auch bei ungünstig gelegenen Verbrauchern aus. Sie sind durch ihren ringförmigen Leitungszug gekennzeichnet. Im Normalbetrieb werden Ringnetze meist in der Mitte geöffnet und als Strahlennetz betrieben. Im Störfall wird die Trennstelle geschlossen, und die Versorgung der Abnehmer ist gewährleistet. Ringnetze sind teurer als Strahlennetze, weil der Aufwand für die Schaltanlagen grösser ist.

Maschennetze ergeben sich, wenn die einzelnen Leitungen zu einem Netz verbunden sind. Oft wird ein solches Netz durch mehrere Einspeisepunkte beliefert. Die Versorgungssicherheit sowie die Spannungshaltung sind im Maschennetz sehr gut, die Netzverluste sind gering. Solche Netzbauformen verwendet man im Hochspannungsnetz durchwegs und auch im Niederspannungsnetz, vor allem in dicht bebauten Gebieten, findet das Maschennetz Anwendung. Wegen der Vermaschung ist allerdings ein großer Aufwand an Schaltgeräten und Schutzeinrichtungen notwendig.

Abb. 9: Zusammenspiel verschiedener Netzbauformen



2.4 Netzanbindung

Einspeiser sind derzeit von den Netzentgelten weitgehend befreit²³, verursachen aber je nach Aufkommen und Örtlichkeit reale Kosten in den Verteilernetzen, die nur teilweise einzelnen Anlagen zugeordnet und weiterverrechnet werden können. Damit sind Einspeiser gegenüber anderen Netzbenutzern bevorzugt und Verteilernetzbetreiber mit viel Einspeisung haben einen finanziellen Nachteil gegenüber Verteilernetzbetreibern mit wenig Einspeisung.

Um die Erzeugungsanlagen an das Verteilernetz anschließen zu können, müssen oft Netzanschlussarbeiten durchgeführt werden. Diese sind abhängig von der installierten Erzeugungsleistung, Anlagengröße und Type, Primärenergieträgerart und der allgemeinen Netzsituation.

Die Anschlussmöglichkeiten der erneuerbaren Energiequellen sind anhand mehrerer Kriterien zu bewerten. So sind für den Betrieb des elektrischen Netzes alle Situationen für den Normal- und Störfall und den Fall von Netzumschaltungen zu berücksichtigen. Weiters sind die technischen Grenzwerte der Betriebsmittel und des Produktes Strom zu bewerten. Dies zeigt, dass jedem Netzanschluss eine detaillierte und nachvollziehbare Analyse vorangehen muss. Dies spiegelt sich u.a. in den jeweiligen Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zu Verteilernetzen der Netzbetreiber als auch in den TOR wider.²⁴ Beim Netzanschluss sind grundsätzlich die lokalen Fragestellungen, darunter u.a. Spannungsqualität (Power Quality – PQ), Spannungsanhebungen, Betriebsmittelbelastbarkeit, quasistationäre Veränderungen und Blindleistungshaushalt zu berücksichtigen.

Es muss weiters davon ausgegangen werden, dass nach dem Netzanschluss seitens der Netzbetreiber keine Zugriffsmöglichkeit auf die Erzeugungsanlagen besteht. Somit muss die Beurteilung des Netzanschlusses unter diesen Randbedingungen erfolgen und voraussetzen, dass das Verteilernetz ohne Verletzung von technisch betrieblichen Grenzen jederzeit die erzeugte Leistung aller im betreffenden Verteilernetz installierten DEA aufnehmen kann.

²³ Systemnutzungstarife-Verordnung idF v. 2006, SNT-VO 2006) § 5(1), § 6(1), § 8(2)

²⁴ Technische und organisatorische Regeln (TOR) für Betreiber und Benutzer von Netzen

2.4.1 Direkte Netzanbindung

Bei der direkten Netzanbindung erfolgt eine direkte Anbindung der Erzeugungsanlage an das Netz. Es können hierdurch Leistungsschwankungen der Energiequelle durch den Einsatz von drehzahlstarren Generatoren direkt an das Netz weitergegeben werden. Bei der direkten Netzanbindung werden Asynchron- und Synchronmaschinen eingesetzt, die folgende wichtige Eigenschaften aufweisen.

• Asynchronmaschine (ASM)

Dieser Generatortyp stellt eine einfache und kostengünstige Art des Generators von Energieerzeugungsanlagen dar und wird vorwiegend als Kurzschlussläufer ausgeführt.

Die ASM im Generatorbetrieb ist dadurch gekennzeichnet, dass die Drehzahl abhängig vom Antriebsmoment ist. Dies kann bei direkter Netzanbindung Probleme verursachen, da Leistungs- bzw. Drehzahlschwankungen des Rotors oder der Turbine direkt in das angeschlossene Netz übertragen werden. Im generatorischen Betrieb der ASM muss dem Läufer zur Erzeugung und Aufrechterhaltung des Magnetfeldes Blindleistung (leistungsabhängig) zur Verfügung gestellt werden. Da diese Blindleistung dem Netz entnommen wird, werden Auswirkungen auf das Spannungsniveau hervorgerufen.

• Synchronmaschine (SM)

Dieser Generatortyp wird am häufigsten bei der elektrischen Energieerzeugung eingesetzt. Bei fluktuierender Einspeisung erweist sich eine direkte Netzanbindung aufgrund des starren Drehzahlverhaltens als problematisch.

2.4.2 Indirekte Netzanbindung

Im Unterschied zur direkten Netzanbindung erfolgt die indirekte im Allgemeinen über die Kopplung eines Generators mit einem Stromrichter (siehe Abbildung 10). Dieser Stromrichter bzw. Wechselrichter lässt sich nach der Art der Ansteuerung unterteilen.

• Netzgeführte Wechselrichter

Netzgeführte Wechselrichter speisen die aus einem Gleichstromzwischenkreis entnommene Leistung über Thyristoren in das Drehstromnetz ein. Die

Leistungsbereitstellung erfolgt durch den Primärenergiewandler der Erzeugungsanlage, die direkt oder über einen gesteuerten oder ungesteuerten Gleichrichter in den Gleichstromkreis speist. Die Netzfrequenz bestimmt die Betriebsfrequenz des netzgeführten Wechselrichters.

Beim netzgeführten Wechselrichter nimmt die Erzeugungsanlage in Abhängigkeit des Steuerwinkels des Thyristors bzw. von der eingespeisten Wirkleistung immer Blindleistung auf, ist auch nicht inselbetriebsfähig und der Stromverlauf ist nicht sinusförmig (stromrichtertypische Oberschwingungen).

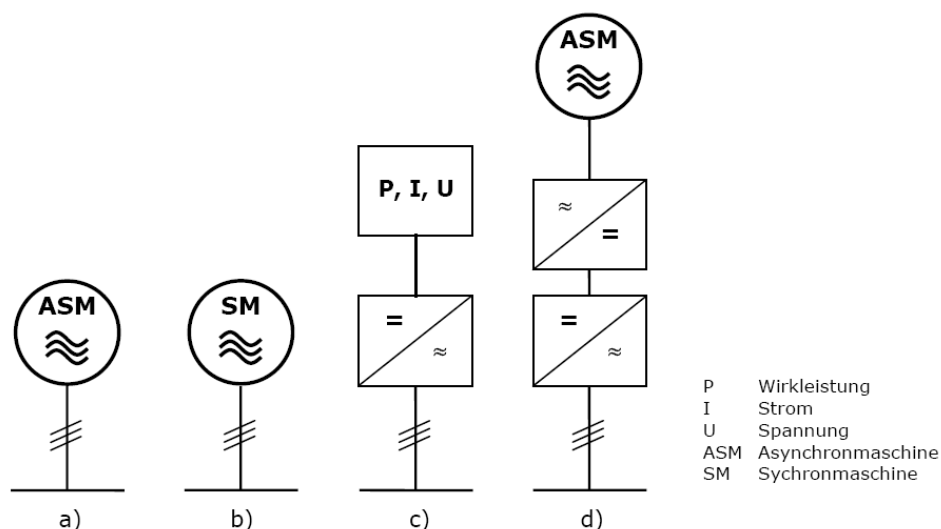
• Selbstgeführte Wechselrichter

Bei selbstgeführten Wechselrichtern ist die Welligkeit der Wechselspannung und damit die Oberschwingungsbelastung (harmonische und zwischenharmonische) des übergeordneten Netzes abhängig von der Taktfrequenz der Transistoren (einige 100 Hz bis 10 kHz). Als wesentlicher Unterschied zum netzgeführten Wechselrichter ist die entsprechend der Bemessungsleistung beliebig regelbare Blindleistungsbilanz sowie die Inselbetriebsfähigkeit (mit entsprechender Regeleinrichtung) zu nennen.

2.4.3 Gemischte (direkte/indirekte) Netzanbindung

Die gemischte Netzanbindung stellt eine Kombination aus der direkten und indirekten dar.

Abb. 10: Beispiele für Netzanbindungen: a) und b) direkte, c) indirekte, d) gemischte Netzanbindung



2.5 Netzbetrieb

In den Jahren des Auf- bzw. Ausbaus des Elektrizitätsnetzes in Österreich wurden Kraftwerke mit einigen kW Engpassleistung z.B. an Flüssen bzw. im Bereich von kleineren Ortschaften oder bei Bauernhöfen gebaut. Diese zum damaligen Zeitpunkt verbrauchs- und ressourcennahe Stromproduktion, welche sich gegenüber heute nur leistungsmäßig unterscheidet, konnte damals als „zentrale“ Erzeugung bezeichnet werden. Mit dem steigenden Bedarf an Strom mussten Leitungsverbindungen zu anderen Kraftwerken und Ortschaften gebaut werden, und so entstand das Verteilernetz. Mit der zunehmenden Industrialisierung wurden immer leistungsstärkere Kraftwerke errichtet, welche wiederum den Bau von Hoch- und Höchstspannungsnetzen (Übertragungsnetze) bewirkten und so die Basis für eine flächendeckende Stromversorgung Österreichs bildeten.

Die technischen Parameter wie z.B. Spannungsqualität, Netzurückwirkungen usw., also Eigenschaften, welche u.a. den Betrieb der Netze beschreiben, konnten größtenteils zentral über die Betriebsweise der zentralen Kraftwerke beeinflusst werden. Die heute immer mehr zunehmende dezentrale Erzeugung hat somit einen Einfluss auf die beschriebenen technischen Parameter und stellt neue Herausforderungen an den Netzbetrieb und die Netzplanung, denn die „kleinen“ verteilten Erzeugungsanlagen können nur mit zusätzlichem Aufwand zentral gesteuert werden.

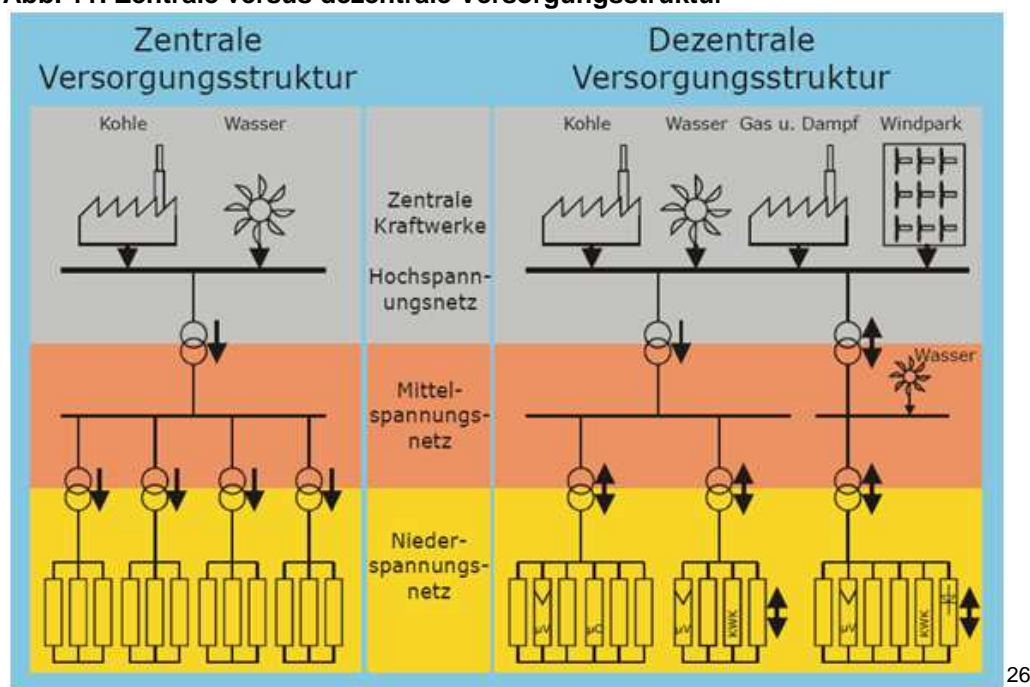
Im Fall von planmäßigen Arbeiten im Netz durch den Netzbetreiber sind die DEA ebenfalls zu berücksichtigen – auch z.B. wegen Personenschutz. Diese und noch andere Einflussfaktoren auf das Netz haben sich bereits und werden sich noch weiter verändern. Unter anderem aus diesem Grund sind die Netzaspekte von DEA von großer Bedeutung.

Eine starke Zunahme von Netzbenutzern, Abnehmer und Einspeisern elektrischer Energie, kann temporär die erforderliche Übertragungsleitung bzw. die Leistungsfähigkeit des Netzes beeinflussen und so Netzengpässe verursachen. Auf solche muss mit entsprechendem Engpassmanagement (netztechnisch oder durch marktbezogene Maßnahmen) reagiert werden.

Durch den kontinuierlichen Anstieg von DEA in Netzen sind für den Betrieb der Netze u.a. die Bereitstellung von Erzeugungsreserve, die Netzverluste, das Blindleistungsmanagement und die Spannungsänderungen zu berücksichtigen.

Die dezentrale Erzeugungsstruktur ist u.a. dadurch geprägt, dass die Energieflüsse bottom- up und top-down – also in beide Richtungen – erfolgen können (siehe Abbildung 11) und die Last nach unterschiedlichen lokalen Anforderungen gesteuert werden kann (nur bei zentral gesteuerten Anlagen).

Abb. 11: Zentrale versus dezentrale Versorgungsstruktur



26

2.5.1 Technische Qualität

Der Überbegriff technische Qualität beschreibt die Spannungsqualität und die Netzurückwirkungen in elektrischen Netzen.

Die Merkmale der elektrischen Spannung an einem bestimmten Punkt eines elektrischen Netzes, ausgedrückt durch die Anzahl von technischen Referenzwerten²⁷, sind über die Spannungsqualität, Qualität der Versorgungsspannung oder Power Quality beschrieben. Unter Netzurückwirkungen versteht man sowohl die gegenseitige Beeinflussung von Betriebsmitteln über das Netz, als auch die von diesen Betriebsmitteln ausgehende Beeinflussung des Netzes selbst.²⁸

²⁶ (Kaltschmitt, Wiese, Streicher 2003), S 56

²⁷ Systemnutzungstarife-Verordnung 2006, SNT-VO 2006 § 5(1), § 6(1), § 8(2)

²⁸ Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil A, Version 1.3, 2004

Die in Österreich gültigen TOR²⁹ erlauben, für die Beurteilung der Netzzrückwirkungen an jedem Verknüpfungspunkt, eine relative Spannungsanhebung³⁰ aller im Netz betriebenen Erzeugungsanlagen von:

- im Niederspannungsnetz von 3% und
- im Mittelspannungsnetz von 2%.

2.5.2 Anforderungen und Auswirkungen

Im Nachfolgenden soll ein Überblick über die Anforderungen an den Netzbetrieb, die Auswirkungen auf die Netzverluste und die Spannungsqualität gegeben werden, deren Ursache im Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen zu finden sind.

Für diese Betrachtungen sind folgende Kenngrößen für Verteilernetze wichtig:

Mittelspannungsnetz:

- Anstehende Kurzschlussleistung aus dem Hochspannungsnetz
- Nenndaten des HS/MS-Transformators
- Leitungstypen und Leitungslängen im MS-Netz
- Leistungen an den MS-Abgängen

Niederspannungsnetz:

- Anstehende Kurzschlussleistung aus dem Mittelspannungsnetz (oder Länge, Querschnitt und Typ der MS-Leitung)
- MS/NS-Transformatornenndaten
- Leitungstypen und Leitungslängen im NS-Netz
- Leistungen an den NS-Abgängen

²⁹ Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D, Hauptabschnitt D2, Version 2.1, 2004

³⁰ Diese Spannungsanhebung ist das Produkt aus dem Verhältnis der maximalen Einspeiseleistung zur Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt und dem Kosinus der Netzimpedanz weniger dem Einspeisewinkel.

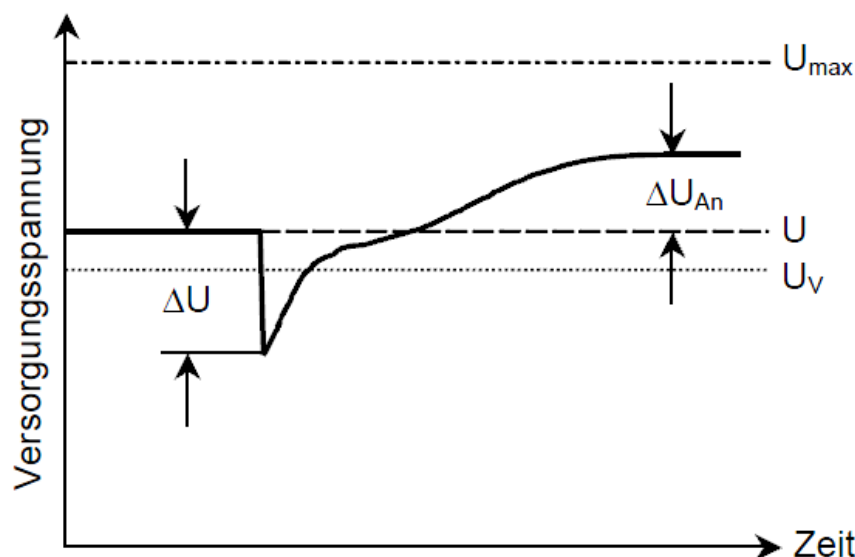
2.5.3 Technische Bedingungen

Erzeugungsanlagen, die an das öffentliche Netz angeschlossen werden, haben einen Einfluss auf die technischen Parameter im Netz. Bei einem Anschluss einer Erzeugungsanlage muss daher evaluiert werden, in welchem Ausmaß sich die Parameter durch eine neue Anlage verändern und ob die vorgeschriebenen Grenzwerte eingehalten werden.

Die stationäre Spannungsanhebung ΔU_{An} ist auf die Versorgungsspannung mit und ohne Einspeisung zu beziehen³¹. Bei Betrieb der Erzeugungsanlagen erhöht sich in der Regel die Versorgungsspannung. Aus diesem Grund wird hier die verursachte stationäre Spannungsänderung der Einspeisung als Spannungsanhebung bezeichnet.

Abbildung 12 zeigt als Beispiel den Zusammenhang zwischen der kurzzeitigen Spannungsänderung ΔU , verursacht durch die Zuschaltung eines Asynchrongenerators (schaltbare Spannungsänderung), und der stationären Spannungsanhebung ΔU_{An} durch die Einspeisung.

Abb. 12: Zusammenhang zwischen kurzzeitiger Spannungsänderung ΔU und stationärer Spannungsanhebung ΔU_{An}



32

³¹ Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D, Hauptabschnitt D2, Version 2.1, 2004,

³² (Böhm, 2008) S. 43

Beim Zu- oder Abschalten von Erzeugungsanlagen an das Netz (z.B. Zuschalten von Generatoren, Polumschaltung von Asynchrongeneratoren) darf am Verknüpfungspunkt der betrachteten Erzeugungsanlage der Betrag der relativen Spannungsänderung den zulässigen Wert nicht überschreiten.

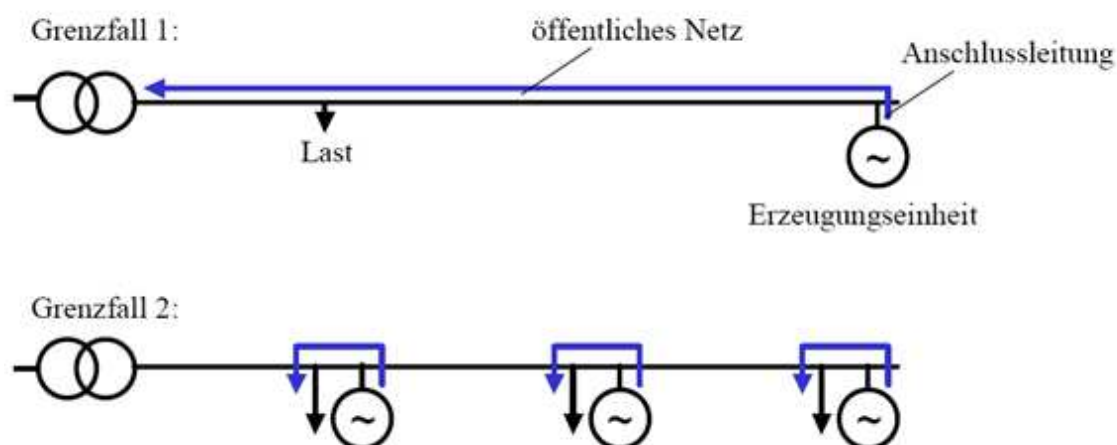
Des Weiterem können durch dezentrale Erzeugungsanlagen Flicker im Versorgungsnetz auftreten. Unter dem Begriff Flicker ist der subjektive Eindruck von Leuchtdichteschwankungen auf das menschliche Auge zu verstehen. Das Störempfinden ist frequenzabhängig und bei Spannungsschwankungen im Bereich von 10 Hz am stärksten.³³

2.5.4 Netzverluste

Der Zubau von dezentraler Erzeugung kann einen Einfluss auf die Höhe der Netzverluste haben. Dies ist dann der Fall, wenn der Zubau zu einer Veränderung der Leistungsflüsse in der Anschluss- und in den überlagerten Netzebenen führt. Ob und in welchem Umfang dies der Fall ist, hängt von den Netzgegebenheiten und der Höhe der Last- und Einspeiseleistungsflüsse in den jeweils betroffenen Netzbereichen ab.

In diesem Zusammenhang lassen sich wieder zwei Grenzfälle unterscheiden. Diese sind schematisch in Abbildung 13 dargestellt.

Abb. 13: Grenzfälle hinsichtlich der Auswirkungen auf Netzverluste



34

³³ Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D, Hauptabschnitt D2, Version 2.1, 2004

³⁴ (Hennicke, Fishedick, 2007) S. 144 Seiten

Im ersten Grenzfall sind die dezentrale(n) Erzeugungsanlage(n) am Ende eines Netzstrangs angeschlossen, der sonst keine oder nur sehr wenige Lastanschlüsse mit jeweils sehr geringen Leistungsanforderungen versorgt.

Des Weiteren nehmen wir an, dass der abrechnungsrelevante Anschlusspunkt der DEA unmittelbar an dem Netzstrang liegt und nicht etwa an der nächsten Umspannstation. Letzteres hätte zur Folge, dass die auf dem betroffenen Strang entstehenden Netzverluste direkt vom Betreiber der Erzeugungsanlage zu decken wären.

In diesem ersten Grenzfall führt der Anschluss der Erzeugungsanlage in dem betroffenen Strang zu einer Zunahme der Leistungsflüsse in der Größenordnung der installierten Leistung der Erzeugungsanlage und damit zu einer Zunahme der Netzverluste in der Anschlussspannungsebene.

Dem gegenüber ist im zweiten Fall anzunehmen, dass die DEA derart günstig in den Netzsträngen verteilt sind, dass die lokale Erzeugungsleistung exakt den lokalen Lastanforderungen entspricht. Dies würde zu einer Auslöschung der Leistungsflüsse in den betroffenen Leitungssträngen und somit zu einer Reduktion der Netzverluste in der Anschlussspannungsebene führen.

3 Einordnung in die allgemeine Betriebswirtschaftslehre

Heute hat sich die Auffassung durchgesetzt, dass die Wirtschaftswissenschaft (Ökonomie) eine Real- bzw. angewandte Wissenschaft und Teildisziplin der Geisteswissenschaften ist. Ihr Problembereich erstreckt sich auf die planvolle Versorgung der Menschen mit knappen materiellen und immateriellen Gütern.

Ausgangspunkt jedes Wirtschaftens sind die Bedürfnisse der Menschen und die relative Knappheit der zur Bedürfnisbefriedigung benötigten Mittel. Würden alle Mittel, gemessen an den Bedürfnissen, im Überfluss zur Verfügung stehen, so bräuchte nicht gewirtschaftet werden. Wirtschaften findet seinen Ausdruck im Bereitstellen von Mitteln zur Bedürfnisbefriedigung.

Eine Teildisziplin der Wirtschaftswissenschaft neben der Volkswirtschaftslehre ist die Betriebswirtschaftslehre. Die Betriebswirtschaftslehre ist die Lehre vom Wirtschaften in den Betrieben.³⁵

3.1 Wirtschaftlichkeit

Grundsätzlich muss der Leitgedanke für Netzplanung und Netzbetrieb folgendes beinhalten:

Der Kunden ist möglichst wirtschaftlich,
mit den geringsten Umweltauswirkungen,
unter Einhaltung aller technischen und rechtlichen Randbedingungen,
bedarfs- und qualitätsgerecht sozial kompatibel mit elektrischer Energie zu
versorgen.³⁶

Im Elektrizitätswirtschaftsorganisationsgesetz (EIWOG) §3³⁷ sind dabei folgende Grundsatzbestimmungen formuliert.

Ziel dieses Bundesgesetzes ist es:

- der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft kostengünstige Elektrizität in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen.
- eine Marktorganisation für die Elektrizitätswirtschaft gemäß dem EU-Primärrecht und den Grundsätzen des Elektrizitätsbinnenmarktes gemäß der

³⁵ (Sturm, 2006) S. 2

³⁶ BGB (idF v.19.12.1996) § 3

³⁷ (Fickert, 2007) S.3

Richtlinie 96/92/EG vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 27 vom 30. Jänner 1997; S 20; Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie) zu schaffen;

- den hohen Anteil erneuerbarer Energien in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft weiter zu erhöhen;
- einen Ausgleich für gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse zu schaffen, die den Elektrizitätsunternehmen auferlegt wurden und die sich auf die Sicherheit, einschließlich der Versorgungssicherheit, die Regelmäßigkeit, die Qualität und den Preis der Lieferungen sowie auf den Umweltschutz beziehen.

3.1.1 Volkswirtschaftliche Überlegung

Der verstärkte Einsatz von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie erhöht nicht nur den nationalen Selbstversorgungsgrad mit Energie und reduziert die Treibhausgasemissionen, sondern bringt auch eine Umstrukturierung der heimischen Wirtschaft in Richtung eines zukunftsfähigen Wirtschaftssystems mit sich. Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie haben in Österreich in vielen Bereichen eine lange Tradition, aus der Marktführerschaften, Patente und Forschungskompetenzen hervorgegangen sind. Dieser Hintergrund eröffnete den heimischen Unternehmen große Exportmärkte und der österreichischen Wirtschaft eine hohe inländische Wertschöpfung.

In Tabelle 1 sind die primären Umsätze und die primären Arbeitsplatzeffekte durch die Investitionen und den Betrieb der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie zusammengefasst.

Die Werte verstehen sich als Bruttoeffekte (d.h. Substitutionseffekte werden nicht berücksichtigt) und enthalten sowohl die Effekte aus dem Inlands- als auch aus dem Exportmarkt. Die sekundären Effekte durch die geschaffenen Arbeitsplätze in anderen Wirtschaftsbereichen sind in den Werten nicht enthalten.

Es wurden die Beiträge der Biomasse (fest, flüssig, gasförmig), Geothermie, Kleinwasserkraft, Photovoltaik, Solarthermie, Wärmepumpen und Windkraft berücksichtigt.

Tab. 1: Primäre Umsätze und Arbeitsplätze erneuerbarer Energie in Österreich 2007/08

Primäre Umsatz- und Arbeitsplatz-Gewinne

Werte in Mio. € bzw. Vollzeit-Äquivalenten

	2007	2008	Veränderung
Primärer Umsatz aus Investitionen	1.665	2.354	+41,4%
Primärer Umsatz aus dem Betrieb	2.345	2.451	+4,5%
Primärer Umsatz GESAMT	4.010	4.805	+19,8%
Primäre Arbeitsplätze aus Investitionen	13.011	17.976	+38,2%
Primäre Arbeitsplätze aus dem Betrieb	19.341	20.123	+4,0%
Primäre Arbeitsplätze GESAMT	32.351	38.099	+17,8%

38

Beim Vergleich der Jahre 2007 und 2008 zeigt sich jeweils eine starke Steigerung der Umsätze bzw. der Arbeitsplätze im Bereich der Investitionen, während die Effekte, die aus dem Betrieb der Anlagen resultieren, deutlich geringere Wachstumswerte aufweisen. Die Begründung liegt dabei einerseits darin, dass sich die Betriebseffekte vom großen Aggregat des Bestandes ableiten, der auch bei großem jährlichem Zuwachs nur eine entsprechend geringe prozentuelle Steigerung erfährt. Andererseits ist im Bereich der Investitionen auch der Exportmarkt wirksam.

3.1.2 Unternehmensinterne Betrachtung

Energie und Energieversorgungssysteme gehören in jedem Unternehmen und industriellen Prozess mit zu den wichtigsten Faktoren der betrieblichen Leistungserstellung. Entsprechend vielfältig sind die Anforderungen, die an die Energieversorgung gestellt werden. Aus unternehmerischer Sicht sind dabei neben der Wirtschaftlichkeit vor allem auch die Versorgungs- und Betriebssicherheit von Bedeutung. Darüber hinaus gelten verschiedene volkswirtschaftliche und ökologische Zielsetzungen und Einschränkungen, welche bei der Ausgestaltung bzw. Beurteilung der Energiesysteme mitberücksichtigt werden müssen.

³⁸ (Haas, Biermayr, 2009), Berechnungen EEG. Die Werte resultieren aus Modellrechnungen und verstehen sich als grobe Schätzungen.

Die wesentlichen Anforderungen an die betriebliche Energieversorgung sind also:

- Ausreichende und sichere Versorgung mit Energieträgern
- Störungsfreie und bedarfsgerechte innerbetriebliche Energiebereitstellung
- Wirtschaftlichkeit, sowohl aus unternehmerischer, wie auch aus volkswirtschaftlicher Sicht
- Rationelle und energiewirtschaftlich sinnvolle Energienutzung
- Umweltgerechte Energienutzung

Die verschiedenen Zielsetzungen stehen vielfach in Konkurrenz zueinander, so führen z.B. hohe Anforderungen an die Versorgungs- und Betriebssicherheit oder das Gebot der umweltschonenden Energienutzung in der Regel zu höheren Kosten und damit zu einer Einschränkung der Wirtschaftlichkeit. Die betriebliche Energieversorgung stellt also eine Optimierungsaufgabe dar, bei der es in der Regel darum geht, bei vorgegebenem Anforderungsstandard (Nutzenergiebedarf für Betrieb und Produktion, Qualität der Energieversorgung, Umweltbelastung, etc.) möglichst geringe Energiekosten zu erzielen.

3.2 Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Eine Wirtschaftlichkeitsrechnung ist die Grundlage jeder Investitionsplanung. In der Praxis sind die Investitionen häufig eine Mischung aus verschiedenen Investitionsarten. So wird eine alte, abbruchreife Anlage z.B. durch eine technisch - wirtschaftlich verbesserte Anlage ersetzt, die meist teurer ist, durch die aber die laufenden Kosten gesenkt werden (Rationalisierung) und/oder die Kapazität erweitert (Bedarfszuwachs) und damit der Ertrag erhöht wird.

Alle Entscheidungen, die vom Menschen getroffen werden, sind ein Abwägen aus Nutzen und Aufwand.³⁹

Diese Entscheidungen können mittels statischen oder dynamischen Verfahren unterstützt werden.⁴⁰

³⁹ http://www.fet.at/twiki/pub/Beispielsammlung/VuEnergieoekonomieLva/Pr_f_Fragen_3.pdf

⁴⁰ (Urbatsch 2009) S 66

3.2.1 Statische Verfahren

Die statischen Verfahren rechnen mit jeweils auftretenden jährlichen Kosten, Erlösen, Gewinnen, Verlusten etc. ohne deren zeitliche Abfolge zu berücksichtigen. Es wird nicht unterschieden, ob Zahlungen bereits heute oder beispielsweise erst in fünf Jahren anfallen. Sie eignen sich in erster Linie für eine überschlägige Wirtschaftlichkeitsrechnung.

Statische Verfahren sind:

- Kostenvergleichsrechnung
- Gewinnvergleichsrechnung
- Statische Amortisationsrechnung
- Rentabilitätsrechnung

3.2.2 Dynamische Verfahren

Die dynamischen Verfahren berücksichtigen dagegen die zeitliche Fälligkeit der Einnahmen bzw. Ausgaben. Die insbesondere bei großen Beobachtungszeiträumen deutlich genauere Betrachtung wird mit einem erhöhten Rechenaufwand erkauft. In der Energiewirtschaft werden zur Wirtschaftlichkeitsbewertung vorwiegend dynamische Verfahren verwendet.

Dynamische Verfahren sind:

- Kapitalbarwertmethode
- Interne Zinsfuß-Methode
- Annuitätenmethode
- Dynamische Amortisationsdauer

Sie beruhen auf Einnahmen und Ausgaben, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen. Grundlage der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung ist das Konzept des Barwertes (Gegenwartswertes), welches den Zeitwert des Geldes berücksichtigt. Geldbeträge gleicher Höhe sind ökonomisch nicht gleichwertig, wenn sie zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen. So ist ein Euro, den man heute einnimmt, mehr wert als ein Euro, den man erst in 5 Jahren erhält. Wird der heute

eingenommene Euro nämlich zinsbringend angelegt, so hat man in 5 Jahren einen Geldbetrag, der grösser ist als der ursprünglich eingenommene Euro.

Damit die Größen der Geldströme vergleichbar werden, müssen alle auf einen bestimmten Zeitpunkt bezogen, d.h. auf- oder abgezinst werden. Meist werden die Größen auf den heutigen Zeitpunkt abgezinst. Bei der Untersuchung eines Investitionsvorhabens ist dies in der Regel der Investitionszeitpunkt.

Der Barwert kann für eine einmalige oder für mehrmalige Zahlungen berechnet werden. Bei einer einmaligen Zahlung ergibt sich der Barwert durch Multiplikation des Zeitwertes der Zahlung mit dem Abzinsungsfaktor. Es ergeben sich folgende Formeln.⁴¹

$K_0 = K_n \times \frac{1}{q^n}$	bzw.	$K_0 = K_n \times \frac{1}{(1+i)^n}$
----------------------------------	------	--------------------------------------

I	Zinssatz
K_0	Barwert
K_n	Endwert
N	Nutzungsdauer in Jahren
q	Zinsfaktor

Bei mehrmaligen Zahlungen von gleich hohen Beträgen zum Ende jedes Zeitabschnittes ergibt sich der Barwert durch Multiplikation des Zeitwertes der einzelnen Zahlungen mit dem Barwertfaktor⁴² auf die jeweilige Periode bezogen. Zur Berechnung wird folgende Formel verwendet:

$K_0 = e \times \frac{q^n - 1}{q^n \times (q - 1)}$

Der Endwert ermittelt, wie viel die zukünftigen Zahlungsvorgänge am Ende des Betrachtungszeitraumes wert sind. Sozusagen durch eine Aufzinsung wird die Maximierung des Vermögens berechnet.⁴³

⁴¹ (Olfert, 1995) S 186 ff

⁴² (Eilenberger, S.1997), S. 159 f.

⁴³ (Olfert, 1995) S. 187

Dabei gilt für die Ermittlung des Endwertes mehrmaliger Zahlungsvorschläge folgende Formel:

$$K_n = e \times \frac{q^n - 1}{(q - 1)}$$

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, den Jahreswert für anfallende gleich hohe Zahlungsvorgänge zu ermitteln, die sich auf den Anfang oder das Ende des Betrachtungszeitraumes beziehen.

Soll ein Zahlungsbetrag am Anfang des Betrachtungszeitraumes auf mehrere gleich hohen Beträgen geteilt werden, die jeweils am Periodenende ausgeführt werden, lautet die Formel:

$$e = K_0 \times \frac{q^n \times (q - 1)}{q^n - 1}$$

Ich möchte bei meiner Diplomarbeit hauptsächlich auf die, für die Wirtschaftlichkeitsberechnung der dargestellten Referenzanlagen verwendeten, dynamischen Verfahren näher eingehen.

Kapitalbarwertmethode

Mit der Kapitalbarwertmethode werden Investitionsobjekte nach ihrer Wirtschaftlichkeit beurteilt, d.h. die Investitionsobjekte werden mit einer fiktiven Finanzanlage verglichen, die sich zu einem Kalkulationszinssatz diskontiert.⁴⁴

Zunächst werden alle zukünftigen Einnahmen und Ausgaben der Investitionsalternativen ermittelt und verrechnet. Aus diesen Nettozahlungen werden die Barwerte errechnet, von deren Summe der Anschaffungswert der Investitionsalternative abgezogen und ein eventueller Restwert addiert wird.⁴⁵

⁴⁴ (Buchner,1981) S. 24

⁴⁵(Eilenberger, 1997) S.1997,

Der daraus resultierende Betrag ist der Kapitalwert und kann über folgende Formel berechnet werden:

$$C_0 = -a_0 + \left(\sum_{k=1}^n \frac{e_k - a_k}{q^k} \right) + \frac{L}{q^n}$$

a_0	Anschaffungswert in Euro
a_k	Ausgaben der Periode k
C_0	Kapitalbarwert
e_k	Einnahmen der Periode k
i	Zinssatz
L	Liquidationserlös in Euro
n	Nutzungsdauer in Jahren
q	Zinsfaktor

Ist der Barwert der Einnahmen höher als der Kapitaleinsatz, ist die Lehrbuchliteratur der Meinung, dass diese Investitionsalternative ökonomisch erscheint, da sie einen Vermögenszuwachs erwirtschaftet. Ist der Barwert niedriger, sollte von der Alternative Abstand genommen werden.⁴⁶ Entsprechen sich Barwert und der Kapitaleinsatz, dann reichen die zukünftigen Periodenüberschüsse gerade so aus, um die gewünschte dynamische Verzinsung des investierten Kapitals zu ermöglichen.⁴⁷ Werden verschiedene Investitionsalternativen miteinander verglichen, ist die Alternative mit dem höchsten Kapitalwert für die Unternehmung von Vorteil.

Annuitätenmethode

Die Annuitätenmethode geht von einem Modell aus, das dem der Kapitalwertmethode entspricht und wird lediglich hinsichtlich einer anderen Zielgröße ausgewertet, der Annuität.

Eine Annuität ist eine Folge gleich hoher Zahlungen, die in jeder Periode des Betrachtungszeitraums anfallen.⁴⁸ Dies hat den Vorteil, dass der Investor nicht nur den Gesamtüberschuss, sondern auch die Höhe des durchschnittlichen Periodenüberschusses kennt.

⁴⁶ (Süchtig, 1995) S. 305

⁴⁷ (Winkler, 1999), S. 32

⁴⁸ (Götze, 2008) S. 93

Die Berechnung des durchschnittlichen Periodenüberschusses erfolgt durch Multiplikation des Kapitalwertes mit dem Annuitätenfaktor (Wiedergewinnungsfaktor). Das durch diese Rechnung ermittelte Ergebnis ist die gesuchte Annuität.⁴⁹ In Form einer Formel lässt sich diese Rechnung folgendermaßen ausdrücken:

$$d = (-a_0 + (\sum_{k=1}^n \frac{e_k - a_k}{q^k}) + \frac{L}{q^n}) \times \frac{q^n \times (q - 1)}{q^n - 1}$$

Eine einzelne Investitionsalternative gilt dann als vorteilhaft, wenn die errechnete Annuität gleich oder größer als Null ist. Werden verschiedene Investitionsalternativen mit-einander verglichen, ist die Alternative mit der höchsten Annuität zu wählen.

3.3 Nutzwertanalyse

Entscheidungstechniken sind mathematisch-heuristische Verfahren, dem Management bei der Entscheidungsfindung unterstützend zur Seite zu stehen. Sie können sicherlich den Entscheidungsprozess nicht vollständig übernehmen, sind aber eine große Hilfe, da durch den Versuch der vollständigen Berücksichtigung der relevanten Möglichkeiten und ihrer Auswirkungen das Risiko von Fehlentscheidungen gemindert wird.⁵⁰

Die Nutzwertanalyse ist die Analyse einer Menge komplexer Aktionen, im Hinblick auf die Ordnung (=Nutzwert) der Elemente entsprechend der Präferenzen des Entscheidungsträgers bezüglich eines multidimensionalen Zielsystems.⁵¹

Diese Methode stellt ein Verfahren dar, das zur Entscheidungsfindung herangezogen wird, in dem ein Punktwert – Verfahren oder ein Multi - Faktorenwert Verfahren angewendet wird. Es erlaubt die Einbeziehung von nicht quantifizierbaren Zielen in das Entscheidungssystem.

Der Gesamtnutzen eines Objektes setzt sich zusammen aus der Summe unabhängiger Teilnutzen, für die jeweils ein Erfüllungsgrad bekannt ist oder definiert wird. In der Regel lässt sich dieser Teilnutzen wiederum den Funktionen zuordnen.

⁴⁹ (Eilenberger, 1997) S. 169

⁵⁰ (Stelling, 2005) S. 313

⁵¹ (Stelling, 2005) S. 321

Das Vorgehen wird in 5 Schritten gegliedert:

- 1) Zielkriterien - Bestimmung
- 2) Zielkriterien - Gewichtung
- 3) Teilnutzen - Bestimmung
- 4) Nutzwert - Ermittlung
- 5) Festlegung des Gesamtnutzen

Zu 1) Zielkriterien - Bestimmung

In diesem Schritt werden die relevanten Ziele bestimmt (Anforderungen, Funktionen und Eigenschaften) ermittelt.

Bei der Bestimmung der Ziele ist auf eine Unabhängigkeit der jeweiligen Nutzen zu achten. Dies ist nicht sehr einfach zu realisieren wie das folgende Beispiel zeigt:

Bei der Anschaffung eines PKW sind die Zielkriterien:

- Kofferraum Größe
- Anzahl der Sitzplätze

nicht vollkommen nutzenunabhängig voneinander.

Zu 2): Zielkriterien - Gewichtung

Die Gewichtung der Zielkriterien ist sehr stark vom Projekt abhängig. Es ist zum Beispiel eine preiswerte Stromversorgung für die Einrichtung eines Aluminiumwerkes wesentlich wichtiger als die Wasserversorgung.

Man definiert also eine

- Hohe Gewichtung für die bedeutsamen Kriterien und eine
- Niedrige Gewichtung für die weniger bedeutsamen Kriterien

Die einzelnen Kriterien werden mit einem Gewichtungsfaktor versehen, der die relative Gewichtung im Gesamtsystem angibt.

Dabei soll eine breite Skalierung gewählt werden um zu verhindern, dass eine zu geringe Streuung im späteren Verlauf nicht alle Einflüsse berücksichtigen kann.

Man unterscheidet eine:

Intervallskala, bei der die benachbarten Werte konstant sind, und eine **Verhältnisskala**, die die Werte und Daten paarweise miteinander vergleicht, (Beispiel: Kriterium A ist doppelt so wichtig wie Kriterium B)

Zu 3): Teilnutzen - Bestimmung

Für das Erreichen eines Zieles sind ebenfalls Skalen erforderlich, die alle Kriterien und deren Grade der Zielerreichung in Klassen definieren. Jeder Klasse der Zielerreichung können damit sogenannte Teilnutzungswerte zugeordnet werden, wie sie in der folgenden Tabelle prinzipiell dargestellt sind:

Tab. 2: Zielerreichungsklassen und Teilnutzungswerte

Zielerreichungsklassen	Teilnutzungswerte
Gut	10 Punkte
Befriedigend	5 Punkte
ungenügend	0 Punkte

Das Erreichen von Zielen in Teil - Nutzungen kann auch in Intervallen angegeben und bewertet werden. Man definiert in diesem Fall Bereiche von Prozentsätzen, die einer bestimmten Punktzahl zugeordnet sind:

Tab. 3: Intervalle der Zielerreichung

Intervalle von Graden der Ziel- Erreichung	Konstante Teilnutzungswerte
0 % bis 9 %	0 Punkte
10 % bis 19 %	5 Punkte
20 % bis 29 %	10 Punkte

Zu 4) Nutzwert - Ermittlung

Für jede Alternative sind jetzt die Teil - Nutzen zu summieren und zu einem Gesamtnutzen zu verdichten.

Zu 5) Festlegung des Gesamtnutzen

Die Alternative mit dem höchsten Nutzwert wird mit der ersten Präferenz bewertet. Diese Entscheidung basiert auf dem vorgegebenen Bewertungssystem. Andere Wertesysteme können zu anderen Entscheidungen führen.

Dezentrale Erzeugungstechnologien, die bei der qualitativen Bewertung schlecht abschneiden, können durchaus bei Einbeziehung anderer Bewertungsgrößen zu besseren Abstufungen in der Rangordnung kommen.

3.4 Ökonomische Analyse der Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie

An die Stelle des pagatorischen Kostenbegriffs ist heute in der Theorie und Praxis vorherrschend der wertmäßige Kostenbegriff getreten. Entsprechend diesem Kostenbegriff werden Kosten definiert als der bewertete Verzehr von Gütern in Form von Sach- und Dienstleistungen, der zum Zwecke der Erstellung und Verwertung der betrieblichen Leistungen erforderlich ist.⁵²

3.4.1 Kosten der Energie

Die für Bereitstellung, Umwandlung, Übertragung und Verteilung der Energie entstehenden Kosten setzen sich zusammen aus:

- Feste Jahreskosten für die Amortisierung (Abschreibung) und Verzinsung des investierten Kapitals sowie für die festen Betriebskosten, wie Personal, Versicherungen, Steuern, Entsorgung, Reparaturen.
- Energieabhängigen oder variablen Jahreskosten für Brennstoffe und andere Hilfsstoffe, eingekaufte Energie und energieabhängige Verluste.

3.4.2 Investitionskosten

Die Anlageninvestitionen setzen sich im wesentlichen aus den Aufwendungen für bauliche Anlagenteile (z.B. Krafthaus), für maschinenbauliche Komponenten (z.B. Turbine), für elektrotechnische Einrichtungen (z.B. Generator), für den Anschluss an das öffentliche Versorgungsnetz (z.B. Erdkabel) und den sonstigen Kosten (z.B. Grunderwerb, Planung, Genehmigung) zusammen.

3.4.3 Betriebskosten

Die laufenden Kosten fallen u.a. für Versicherungen, Steuern, Entsorgung, Reparaturen, leistungsabhängige Verluste sowie für Brennstoffe an. Diese Kosten haben maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Erzeugungstechnologie.

⁵² (Stelling, 2005) S. 16

3.4.4 Stromgestehungskosten

Stromgestehungskosten sind Kosten, die anfallen um eine Energieform in eine Kilowattstunde (kWh) elektrische Energie umzuwandeln.⁵³ Sie setzen sich dabei aus den Gesamtkosten sowie den Erlösen zusammen.

Zur Ermittlung der Kosten werden die betrachteten Technologien zur Nutzung regenerativer Energien anhand ökonomischer Kenngrößen bewertet.

In die dazu realistische Kostenanalyse fließen die Investitionskosten für die einzelnen Systemkomponenten und Betriebskosten ein. Bei der Ermittlung der spezifischen Stromgestehungskosten wird immer eine reale Rechnung im Geldwert des Jahres 2010 durchgeführt. Dabei wird von einer realen, also um die Inflationsrate bereinigten, Diskontrate i in der Höhe von 4,5 % ausgegangen. Grundsätzlich werden volkswirtschaftliche Kosten angegeben, d.h. die Anlagen werden über deren technische Lebensdauer L abgeschrieben.

Steuern, Bauzinsen, Subventionen oder steuerliche Abschreibungsmöglichkeiten bleiben bei dieser Berechnungsmethode unberücksichtigt.

Die jährlich anfallenden Aufwendungen aus den anfänglichen Gesamtinvestitionen werden über die Annuitätenmethode ermittelt. Ausgehend von einem investierten Gesamtaufwand I_{ges} errechnet sich der im Laufe der technischen Lebensdauer jährlich anfallende Anteil I_j nach folgender Gleichung:

$$I_j = I_{ges} \frac{i (1 + i)^L}{(1 + i)^L - 1}$$

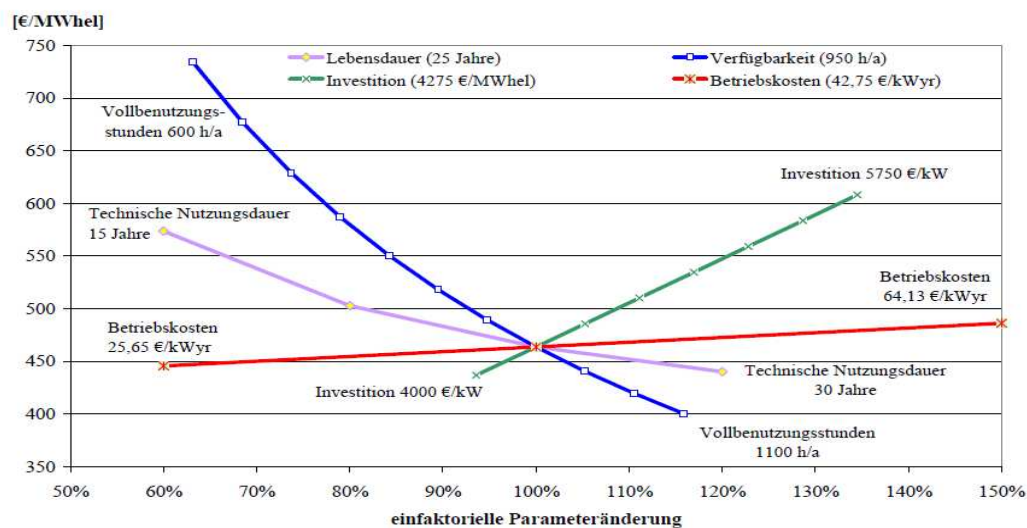
Mit den zusätzlichen anfallenden variablen Kosten (u.a. Wartung, Betrieb, Personal) sowie ggf. zu berücksichtigenden Brennstoffkosten errechnen sich die gesamten jährlich anfallenden Kosten. Bezogen auf die im Verlauf der technischen Lebensdauer erzeugte mittlere jährliche Energie ergeben sich die spezifischen Energiebereitstellungskosten als Stromgestehungskosten in €/kWh.

Einen Einfluss auf die spezifischen Stromgestehungskosten haben demnach der Jahresertrag und damit die erreichten Vollbenutzungstunden. Neben den jährlichen Energieerträgen sind die Investitionen sowie der zugrunde gelegte Zinssatz weitere wesentliche Einflussfaktoren auf die Stromgestehungskosten.

⁵³ (Böhm, 2008). S 55

Dem gegenüber haben die Betriebskosten sowie die Abschreibungsdauer einen geringeren Einfluss auf die spezifischen Stromgestehungskosten.⁵⁴

Abb. 14: Wesentliche Einflussgrößen auf die spez. Stromgestehungskosten



55

3.4.5 Förderungen

Das Ökostromgesetz regelt seit 2003 die Unterstützung von Ökostrom bundesweit einheitlich.

Das Gesetz setzt die EU-Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energie um. Nach dieser soll der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Österreich von 70% (1997) auf 78,1% im Jahr 2010 gesteigert werden. Dazu wird die Ökostromerzeugung durch ein Einspeisetarifsystem zu Fixpreisen gefördert.

Am 27. Februar 2008 verabschiedete der Nationalrat eine Fassung des Ökostromgesetzes neu. Es regelt die Förderbedingungen von Ökostromanlagen ab 1. März 2008. Ziel ist es, den Anteil der Stromerzeugung auf Basis von Biomasse, Windkraft, Sonnenenergie, Klär- und Deponiegas, Erdwärme und Abfall mit hohem biogenen Anteil bis zum Jahr 2010 auf 10% anzuheben.

⁵⁴ (Kaltschmitt, Streicher, 2009) S 88

⁵⁵ (Böhm, 2008) S.55

Mit der neuen Ökostrom-Verordnung vom 2. Februar 2010 wurden die derzeit aktuellen Einspeisetarife beschlossen:⁵⁶

- Die Windkraft bekommt 9,7 Cent pro kWh.
- Bei der Photovoltaik liegt der Schwerpunkt auf gebäudeintegrierten Projekten. Bei Anlagen mit einer Leistung zwischen fünf und 20-kW beträgt die Förderung für die Kilowattstunde 38 Cent pro kWh, bei größeren Anlagen 20 Cent/kWh. Der Tarif für die Abnahme elektrischer Energie aus Anlagen auf Freiflächen mit einer Leistung zwischen 5 und 20-kW beträgt 35 Cent, darüber gibt es 25 Cent.
- Biogas wird ab sofort in drei Tarifklassen mit Sätzen von 18,5 Cent/kWh für Anlagen bis 250-kW, 16,5 Cent/kWh für Anlagen bis 500-kW und 13 Cent pro Kilowattstunde für Anlagen über 500-kW gefördert. Viele Anlagen werden von einem Bonus über zwei Cent pro Kilowattstunde für die Nutzung von Abwärme profitieren.
- Um die vielen verschiedenen Leistungsstärken bei Biomasseanlagen entsprechend zu berücksichtigen, gibt es nunmehr sieben Klassen mit variierenden Einspeisetarifen je nach Anlagengröße. Sie liegen zwischen 14,98 und 10 Cent pro Kilowattstunde.

Abb. 15: Innerstaatliche laufende Förderungen lt. Ökostromgesetz



57

⁵⁶ Ökostromgesetz, BGBl. (idF v 02.02.2010) § 5, § 6, § 9 und § 10

⁵⁷ Energie AG Netzwerk

4 Beschreibung der Erzeugungstechnologien in OÖ

In diesem Kapitel sollen die derzeit am meisten in Oberösterreich im Einsatz befindlichen oder Einsatzpotenzial besitzenden, regenerativen Energien zur Stromerzeugung in kurzer Form dargestellt werden.

Vorwiegend sind es Klein-Wasserkraftwerke, Bio-Gasanlagen und Bio-Masseanlagen sowie Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen, die als Einspeiseanlage an das Stromnetz der Energie AG angeschlossen werden.

4.1 Stromerzeugung aus Wasserkraft

4.1.1 Allgemeines

Wasserkraft ist eine effiziente und sichere Form der Energieerzeugung mit vielen Vorteilen wie geringen Emissionen (diese fallen praktisch nur während der Errichtungsphase an), geringe Abfallmengen, wenig Hilfs- und Betriebsstoffe, kein Primärenergieverbrauch und keine nennenswerte Abwärme.

Positiv zu bewerten sind auch die Möglichkeiten zur Mehrfachnutzung von Wasserkraftanlagen, z.B. für die Verbesserung des Hochwasserschutzes, die Schaffung von Erholungsgebieten, die landwirtschaftliche Bewässerung oder auch die Verbesserung des Flusslaufes unterhalb des Wasserkraftwerkes.⁵⁸

In Oberösterreich haben Wasserkraftwerke, durch seine besondere topographische Lage, eine lange Tradition. Diese weitgehend ausgereifte, standardisierbare Technologie eignet sich für Grundlast- bis Spitzenlastdeckung und ist gekennzeichnet durch lange Benutzungsdauer bei geringer Wartung und einer guten Prognostizierbarkeit.

Es werden ca. 80% des technisch ausbaubaren Potentials in Oberösterreich genutzt. Derzeit gibt es in Oberösterreich neben den Großkraftwerken über 619 Kleinwasserkraftwerke (Leistungsbereich bis 10MW) mit einer Engpassleistung von mehr als 130 MW und über 700 GWh. Bezogen auf den Stromverbrauch (Abgabe öffentliches Netz) stammen etwa 6,9% aus Kleinwasserkraft. In den letzten Jahren wurden ca. 250 Kleinwasserkraftwerke modernisiert. Damit konnte die

⁵⁸ (Springmann 2008) S 27

Stromerzeugung dieser Anlagen um durchschnittlich mehr als 40% gesteigert werden und in Summe 77 GWh pro Jahr zusätzlicher Ökostrom aus Kleinwasserkraft erzeugt werden.⁵⁹

Bei der Energie AG Oberösterreich werden in 26 Laufkraftwerken und 9 Speicherkraftwerken in Oberösterreich und Salzburg jährlich rund 1100 GWh Strom erzeugt. Das entspricht rund 11 % des oberösterreichischen Strombedarfes.⁶⁰

4.1.2 Technologiebeschreibung und Bauformen

Grundsätzlich bestehen Wasserkraftwerke aus Staubauwerk, Wassereinlauf im Oberwasser, Turbine, Unterwasser und Krafthaus mit den elektromechanischen Einrichtungen.

Die mögliche Leistungsgröße von Wasserkraftwerken in Österreich deckt einen Bereich von einigen Kilowatt bis zu einigen hundert Megawatt ab. Die Abgrenzung zwischen Klein- und Großwasserkraft ist nicht einheitlich geregelt, in den meisten Europäischen Ländern liegt diese Grenze jedoch bei 10 Megawatt.

Prinzipiell werden Wasserkraftanlagen nach der nutzbaren Fallhöhe zwischen Ober- und Unterwasserspiegel in Laufwasser-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerk eingeteilt.

Laufwasserkraftwerke werden im Lauf von Flüssen installiert und dienen primär der Grundlastdeckung des Strombedarfs. Die dabei erzeugte elektrische Energie ist von der Abflussmenge des Fließgewässers abhängig. Laufwasserkraftanlagen sind aufgrund der geringen Fallhöhe den Niederdruckanlagen zuzuordnen.

Bei Speicherkraftwerken mit einer gegebenen Fallhöhe ist die mögliche Stromerzeugung von der Größe des vorhandenen Speichervolumens abhängig. Der Speicherinhalt wird dabei durch natürlichen Zufluss oder mit Hilfe von Pumpanlagen bei Pumpspeicherkraftwerken erneuert. Speicherkraftwerke werden zur Abdeckung von Strombedarfsspitzen und der Grundlast eingesetzt, Pumpspeicherkraftwerke zur Deckung der Spitzenlast und als Regelkraftwerke.

Speicherkraftwerke werden Mittel- und Hochdruckanlagen zugeschrieben.

⁵⁹ <http://ooe.gruene.at/energie/artikel/lesen/61943/>

⁶⁰ http://www.energieag.at/eag_at/page/339536979223644121_0_0,de.html

4.1.3 Entwicklung der Kleinwasserkraft in Österreich

Aufgrund der bestehenden Rahmenbedingungen, wie dem derzeitigen österreichischen Fördersystem, findet der Ausbau von dezentralen Wasserkraftwerken zurzeit vorwiegend im Leistungsbereich bis 10 MW Engpassleistung statt.

Ergänzt wird der Neubau durch Revitalisierungen bestehender Kraftwerke, die ebenfalls besonders gefördert wird. Revitalisiert im Sinne des Ökostromgesetz und der Einspeisetarifverordnung (BGBl II Nr 508/2002)⁶¹ sind Anlagen, deren Regelarbeitsvermögen um zumindest 15 % erhöht wird.

4.2 Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas

4.2.1 Allgemeines

Die Biomasse und Biogas sind neben der Wasserkraft die derzeit wichtigsten regional verfügbaren Energieformen.

Mit ca. 30% aller österreichweit installierten automatischen Kleinfeuerungsanlagen (Zentralheizungen; für Wohn- und Betriebs-Zwecke), das sind etwa 38.000 Anlagen, davon ca. 18.000 Pelletsheizungen, liegt Oberösterreich bei dieser modernen Heiztechnologie österreichweit im Spitzenfeld.

Mit dem Biomassekraftwerk Timelkam leistet die Energie AG einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz. Die Anlage liefert seit 1. Dezember 2005 Ökostrom in das Netz. Als Brennstoff werden heimisches Holz und Holzreststoffe aus der Land- und Forstwirtschaft sowie industrielle Holznebenprodukte (Rinde, Sägespäne, Schleifstaub,...) und Altholz (Dachstuhlholz, Kisten, Paletten, ...) eingesetzt. Das Kraftwerk versorgt rund 26.000 Haushalte mit umweltfreundlichem Strom aus CO₂-neutraler Biomasse und 6.000 Haushalte mit Fernwärme. Jährlich werden dadurch 136.000 Tonnen klimabelastendes CO₂ eingespart. Holz ist zudem ein erneuerbarer und schnell nachwachsender Rohstoff im Gegensatz zu fossilen Brennstoffen, die nur begrenzt vorhanden sind.⁶²

⁶¹ Ökostromgesetz, BGBl.(idF v 23.08.2002) II Nr.508/2002

⁶² http://www.energieag.at/eag_at/page/339536979223644121_593479839214310582~593479989806601884_593692529014853253.de.html

Die energetische Nutzung des erneuerbaren Energieträgers Biogas nimmt in der oberösterreichischen Klima- und Energiestrategie eine bedeutende Position ein. Im Jahr 2009 wurden 68 GWh aus Biogas erzeugt. 74 Biogasanlagen sind als Ökostromanlage anerkannt, davon ist 1 neue Anlage im Jahr 2009 in Betrieb gegangen. Zusätzlich sind 8 Klärgas/Deponiegas-Anlagen und 13 Ökostromanlagen auf Basis fester Biomasse als solche anerkannt⁶³.

4.2.2 Technologiebeschreibung und Bauformen

Da Biomasse aus organischen Stoffen, wie Holz besteht, enthält sie gespeicherte Sonnenenergie. Sie ist ein CO₂-neutraler Brennstoff. Bei der Verbrennung wird nur jene Menge CO₂ freigesetzt, die im Laufe der Entstehung der Biomasse gebunden wurde. Die thermische Nutzung von biogenen Brennstoffen stellt damit einen geschlossenen, natürlichen Kreislauf dar.

Biogas entsteht durch den mikrobiellen Abbau organischer Substanz (Biomasse). Es stellt einen Energieträger mit chemischer Bindungsenergie dar, dessen Hauptkomponente das Methan ist. Die in dieser organischen Substanz enthaltene Energie beruht letztendlich auf der Fähigkeit von Pflanzen, eingestrahlte Lichtenergie der Sonne durch Photosynthese in bio-chemische Energie umzuwandeln. Biogas wird meist als brennbares Gas zum Antrieb von Motoren genutzt, die über einen Generator elektrische Energie sowie nutzbare Abwärme erzeugen.

4.2.3 Entwicklung von Biomasse- und Biogasanlagen in Oberösterreich

Im Bereich erneuerbarer Energieträger wird die Biomasse in den nächsten Jahren einen erheblichen Beitrag leisten. Das Ziel, den Wert des Jahres 2000 bis 2010 zu verdoppeln, wurde bereits deutlich übererfüllt, seit 2004 gab es einen Zuwachs von 81%. Die positive Marktentwicklung hängt auch mit technologischen Innovationen, die von oberösterreichischen Unternehmen entwickelt und auf den Markt gebracht wurden, zusammen.

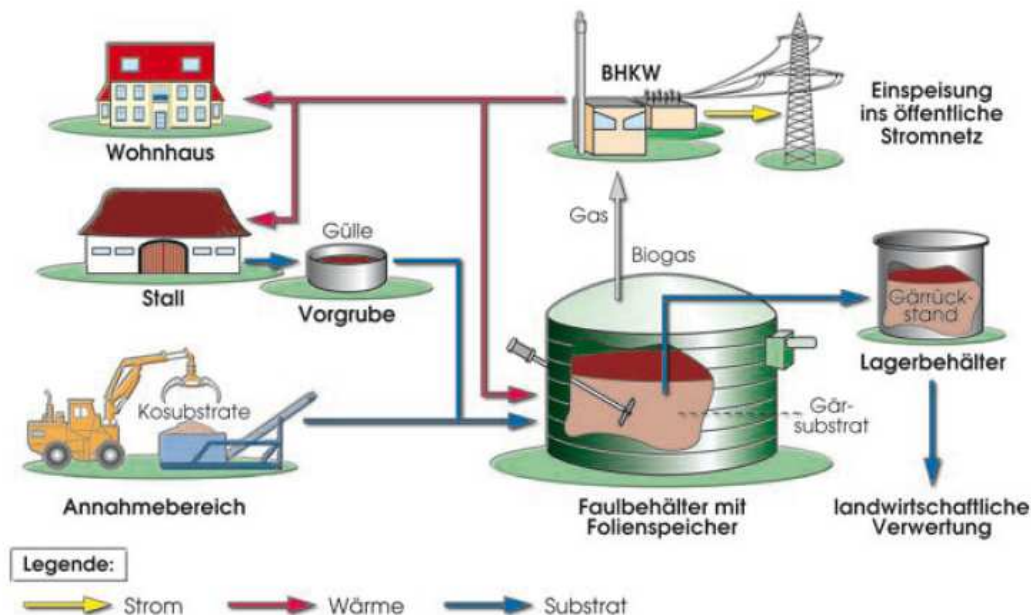
Derzeit sind etwa 80 Biogasanlagen in Oberösterreich in Betrieb. Während die ersten Anlagen kleine Einzelanlagen (< 50-kW) waren, geht der aktuelle Trend in Richtung

⁶³ <http://ooe.gruene.at/energie/artikel/lesen/61943/> Energiebilanz 2009 vom 10.05.2010

größerer Anlagen (durchschnittlich 250-kW), die häufig von mehreren Landwirten gemeinsam betrieben werden.

Die positive Entwicklung wurde v.a. von einem garantierten Einspeisetarif und einer Investmentförderung ausgelöst. Ein erstes Pilotprojekt zur Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz liefert interessante Ergebnisse.

Abb. 16: Darstellung Biogasanlage mit Netzanschluss



64

4.3 Photovoltaische Stromerzeugung

4.3.1 Allgemeines

Die photovoltaische Stromerzeugung, bei der solare Energie direkt in elektrische Energie umgewandelt wird, stellt eine erst in den letzten Jahrzehnten industriell genutzte Anwendung zur Stromerzeugung dar. Diese Technologie ist durch kleine Leistungsgrößen, modularen Aufbau, geringe Wartung und besondere Eignung für den Inselbetrieb charakterisiert.

Bereits heute ist Photovoltaik (PV) häufig die wirtschaftlichste Lösung, wenn es um die Stromversorgung von Verbrauchern im Inselbetrieb geht. Die ganzjährige Stromerzeugung mit autonomen PV Anlagen erfordert in mitteleuropäischen Breiten

⁶⁴ (Krimmling, 2009) S178

jedoch große Solargeneratoren und Akkumulatoren, um sicher über die sonnenarmen Wintermonate zu kommen.

Die Energie AG positioniert sich seit Jahren als Vorreiter im Bereich der erneuerbaren Energien. Seit den 1980er-Jahren wurden mehrere Photovoltaik-Forschungsprojekte in kleinerem Umfang sowie eine Versuchsanlage an der A1 bei Seewalchen errichtet. Das Sonnenkraftwerk am Loser im Ausseerland ging bereits vor 20 Jahren in Betrieb und ist eine der größten Photovoltaik-Anlage in den Alpen. Mit Österreichs größtem fassadenintegrierten Sonnenkraftwerk am Power Tower, der Konzernzentrale der Energie AG, hat das Unternehmen im Jahr 2008 einen weiteren Photovoltaik-Meilenstein gesetzt.⁶⁵

4.3.2 Technologiebeschreibung und Bauformen

Wesentliche Elemente einer Photovoltaikanlage sind die Photovoltaikzelle selbst, der Wechselrichter (vorrangig bei Netzbetrieb) und ein Batteriespeicher (bei Inselbetrieb). An eine Photovoltaikzelle können daher entweder Gleichstrom- oder Wechselstromverbraucher angeschlossen werden. Derzeit wird der überwiegende Teil der Photovoltaikzellen aus Silizium als Halbleitermaterial gefertigt. Vermehrt werden auch andere Materialien wie z.B. Germanium, Galliumarsenid etc. eingesetzt. Im Bereich der Siliziumzellen unterscheidet man, je nach Kristallart, in monokristalline, polykristalline und amorphe Siliziumzellen.

Die Leistungsgröße beginnt bei Anwendungen im Milliwatt-Bereich (Solartaschenrechner), geht über netzautarke Beleuchtungsanlagen im Watt-Bereich bis hin zu wenigen Photovoltaikanlagen im Megawatt-Bereich (Zusammenschaltung von Einzelanlagen).

Weiters lässt sich diese Technologie in Inselsysteme und netzgekoppelte Anlagen einteilen. Die charakteristische saisonale und tageszeitliche Abhängigkeit der Solarstromerzeugung ebenso wie der hohe Energieeinsatz bei der Herstellung der Photovoltaikzelle sind bei dieser Technologie kennzeichnend.

⁶⁵ http://www.energieag.at/eag_at/resources/339536979223644121_326146412800470858_43_yhUu1w.pdf

4.3.3 Entwicklung von Photovoltaikanlage in Österreich

Den stärksten Wachstumsbereich der erneuerbaren Energien, mit einem Zuwachs von 217%, gibt es bei Photovoltaik. Die Zahl der geprüften Anlagen hat sich beispielsweise im Versorgungsgebiet der Energie AG vom Jahr 2008 mit rund 800 Anlagen auf etwa 1.500 Anlagen im Jahr 2009 fast verdoppelt.

Auch der Umstand des „10.000-Dächer-Programm“ der OÖ. Landesregierung, mit dem der massive Ausbau von dezentralen Photovoltaik-Anlagen zur Stromerzeugung gefördert werden soll, lässt einen neuen Ansturm von Anträgen erwarten.⁶⁶

Das neueste Projekt der Energie AG ist der Bau von Österreichs größtem Sonnenkraftwerk mit einer Leistung von einem Megawatt, direkt neben der Westautobahn bei Eberstalzell. Die Anlage wurde mit Juni 2010 in Betrieb genommen. Es werden damit jährlich rund 1.000 Megawattstunden Strom erzeugt. Auf dem mehr als sechs Hektar großen Gelände können unter vergleichbaren Rahmenbedingungen verschiedene Paneeltechniken untersucht werden. Darüber hinaus kommen im Solarpark sogenannte "mover" zum Einsatz, mit denen die Solarpaneele immer im bestmöglichen Winkel zur Sonne positioniert werden können.⁶⁷

Abb. 17: Visualisierung Sonnenkraftwerk



⁶⁶ [http://ooe.gruene.at/energie/artikel/lesen/61943/Siehe Energiebilanz 2009 vom 10.05.2010 14:06](http://ooe.gruene.at/energie/artikel/lesen/61943/Siehe_Energiebilanz_2009_vom_10.05.2010_14:06)
Landesrat Rudi Anschober

⁶⁷ Energie AG OÖ Netzwerk 2010 S 13

⁶⁸ http://www.energieag.at/eag_at/page/257501226587649392_594460895429314458_577516649909418686.de.html

4.4 Windkraftanlagen

4.4.1 Allgemeines

Durch technische Entwicklungen hat die Windkraft im letzten Jahrzehnt deutlichen Rückenwind erhalten. Im Jänner 1996 gingen in der Gemeinde Eberschwang die ersten beiden Windkraftanlagen Oberösterreichs mit einer Leistung von 2 x 500-kW in Betrieb. Im nicht so windreichen Oberösterreich sind derzeit 23 Windkraftanlagen in Betrieb, die jährlich rund 50 Millionen Kilowattstunden Ökostrom in das Stromnetz einspeisen.⁶⁹

Bei der Förderung von Windparkanlagen hat die Energie AG schon in den letzten Jahren großen Weitblick bewiesen. Projekte werden über die Dauer von 15 Jahren mit einem erhöhten Einspeisetarif unterstützt. Kriterien für den Erhalt der Förderung sind Wirtschaftlichkeit, Technologie sowie soziale Akzeptanz und Verankerung in der Region.

Abb. 18: Oberösterreichische Windkraftanlagen



⁶⁹ <http://www.esv.or.at/info-service/energie-in-ooe/windkraftanlagen>

⁷⁰ <http://www.esv.or.at>

4.4.2 Technologiebeschreibung und Bauformen

In WKA wird die kinetische Energie der strömenden Luft durch Abbremsen der Luftmassen am Rotor in mechanische und in weiterer Folge in elektrische Energie umgewandelt. Seit den 90er Jahren ist diese Technologie primär zur großtechnischen, netzgekoppelten Stromerzeugung im Einsatz. Sie ist gekennzeichnet durch standardisierte Technologie, einer mittleren Leistungsgröße und einer relativ raschen Verbreitung in den letzten Jahren.

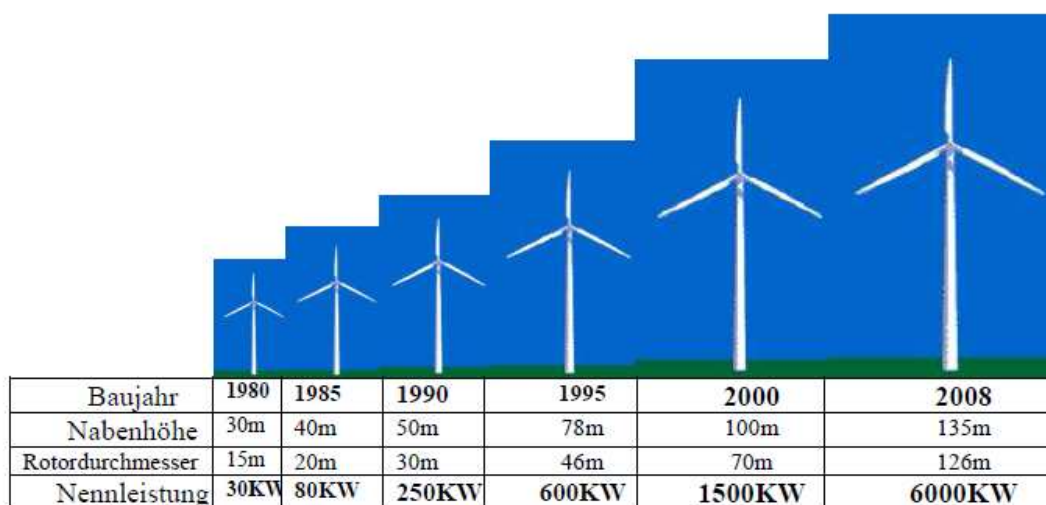
Die wesentlichen Komponenten einer Windkraftanlage sind: Rotor, Getriebe, Generator, Windrichtungsnachführung, Turm, Fundament.

Zur Stromerzeugung haben sich hauptsächlich Schnellläufer mit Horizontalachsen durchgesetzt. Die Leistungsgröße der WKA beträgt derzeit zwischen einigen hundert Kilowatt und mehreren Megawatt. Der Trend geht zu immer größeren Anlagen, mit größeren Turmhöhen und Rotordurchmessern (siehe Abbildung 19).

Um die Leistung bei variierenden Windstärken dem Bedarf anzupassen bzw. zu optimieren, besitzen WKA Wirkleistungsregelungen. Ebenfalls von Bedeutung für die Integration von WKA in das öffentliche Netz ist die Blindleistungsregelung, die zur Einhaltung von Anforderungen des Netzbetriebes und Vereinbarungen mit Netzbetreibern durchgeführt werden muss.

Windkraftanlagen werden meist in Form von Windkraftparks mit mehreren Anlagen geplant.

Abb. 19: Entwicklung von Turmhöhen und Rotordurchmessern von Windenergieanlagen



71

⁷¹ (Kempkens, 2009) S. 89

4.4.3 Entwicklung von Windenergieanlagen in Oberösterreich

Seit 2005 wurde in Oberösterreich keine Windkraftanlage mehr errichtet.

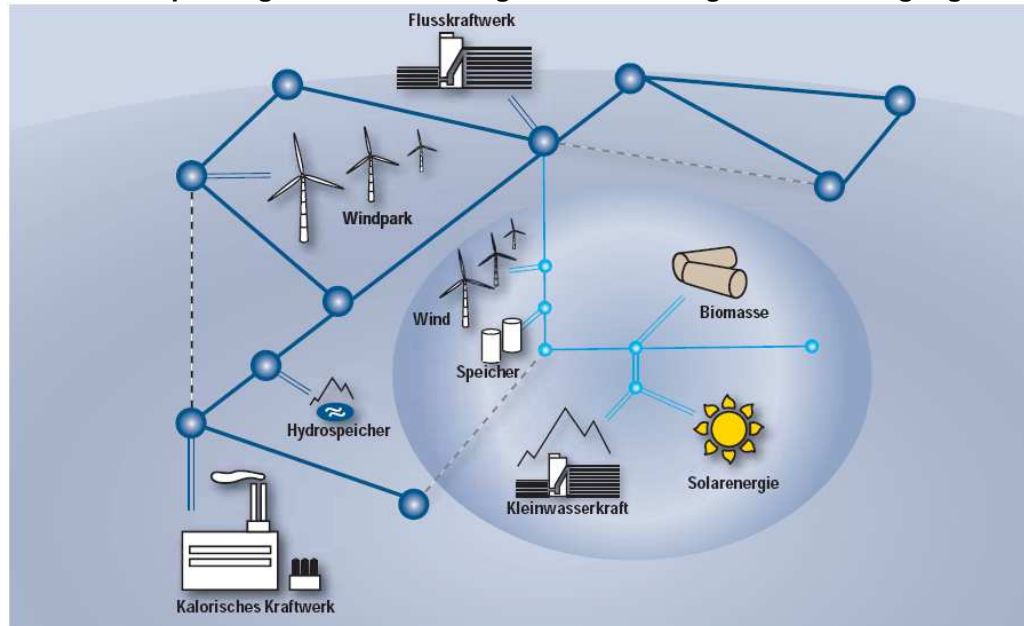
Derzeit sind an rund zehn Standorten etwa 50 Anlagen mit insgesamt 125 MW Leistung in Planung. Diese Anlagen könnten rund 250 Millionen Kilowattstunden Strom liefern. Das wäre sauberer Strom für mehr als 70.000 Haushalte wenn der Wind geht. Bei der Errichtung der Anlagen wäre mit 625 Jahresarbeitsplätzen zu rechnen. Wartung und Betrieb würden über die gesamte Lebensdauer der Anlagen rund 125 Dauerarbeitsplätze schaffen.⁷²

⁷² http://www.oekonews.at/index.php?mdoc_id=1049744 stand 19.4.2010

5 Auswirkungen der regenerativen Energien in Oberösterreich

Eine zunehmende Durchdringung der Stromnetze mit dezentraler Erzeugung durch regenerative Energien hat Auswirkungen auf deren Betrieb und die Schutzkonzepte. In geringem Umfang beeinflusst werden die Netzverluste und auch die Netzkosten. Das kann zu Auswirkungen auf die Stromrechnung der Stromkunden haben.

Abb. 20: Einspeisung verschiedener regenerativer Energien ins Versorgungsnetz



73

5.1 Auswirkungen auf den Verteilnetzbetreiber

Aufgrund des verstärkten Zubaus der Stromversorgung aus erneuerbarer Energie insbesondere in ländlich geprägten Gebieten ergibt sich häufig die Notwendigkeit des Netzausbaus in Gebieten, in denen bisher keine Energieversorgung erfolgte oder die eigentliche Versorgungsaufgabe deutlich schwächer dimensionierte Netzanlagen erforderte. Durch die Integration der Stromerzeugungsanlagen besteht somit die Notwendigkeit zum Netzausbau, zu dem der Netzbetreiber gesetzlich verpflichtet ist.

74

Des Weiteren ergeben sich bei einem Verteilnetz mit einem vergleichsweise hohen Anschlussgrad von erneuerbaren Energien (z.B.: ca. 1/3 der Energieabgabe wird aus EE eingespeist), stark negative Effekte für das Stromnetz.

⁷³ Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie Intelligente Energiesysteme der Zukunft, Berlin 26. November 2009

⁷⁴ Ökostromgesetz, BGBl. (idF v 02.02.2010) Teil 2, § 6

Durch den verstärkten Zubau dezentraler Stromerzeugungsanlagen wird das Netz in weiten Teilen von einem reinen Versorgungsnetz zu einem „Entsorgungsnetz“, dass in seiner Dimensionierung nicht mehr auf die höchste Stromabgabemenge an Letztverbraucher ausgerichtet ist, sondern so dimensioniert werden muss, dass der sichere Abtransport der eingespeisten EEG-Mengen jederzeit sichergestellt werden kann.

Dabei werden die Kleinkraftwerke (mit Ausnahme Photovoltaik-Dach-Anlagen) im Regelfall weit entfernt von den Verbrauchsschwerpunkten errichtet, so dass zum Abtransport der erzeugten Energie Netzbestandteile errichtet werden müssen, die eine reine Entsorgungsfunktion wahrnehmen und zur Durchführung der Versorgungsaufgabe nicht benötigt werden. Auch im übrigen Teil des Netzes sind aufgrund der hohen Energiemengen umfangreiche Verstärkungen erforderlich, dies betrifft neben den Mittelspannungsleitungen auch Ortsnetze, die aufgrund der Installation einer Vielzahl von kleineren Photovoltaikanlagen an ihre Kapazitätsgrenze stoßen. Neben den Investitionskosten bzw. den daraus resultierenden Kapitalkosten für Netzausbau- bzw. Netzverstärkungsmaßnahmen fallen hier in erheblichem Umfang Kosten für den laufenden Betrieb sowie die Verwaltung (Abrechnung und Beratung der EEG-Anlagenbetreiber) der EEG-Anlagen an.

Bei der Energie AG wurde für die Kleineinspeiser eine eigene Gruppe installiert, um die monatlich über 150 schriftlichen Anträge für Photovoltaikanlagen zu bearbeiten. Aufgrund der Veränderung der Netzstruktur und Netzdimensionierung ergibt sich zudem eine Erhöhung des Betriebsaufwandes sowie der Netzverluste, da das Netz für eine Spitzenbelastung ausgelegt werden muss, die aufgrund der unregelmäßigen und nur schwer prognostizierbaren Einspeisung durch die EEG-Anlagen nur für kurze Zeit auftritt.⁷⁵

Heute erfolgt der Einsatz dezentraler Erzeugungseinheiten vollständig unabhängig von den Erfordernissen des Stromversorgungssystems. Diese leisten somit zwar einen quantitativen, nicht aber einen qualitativen Beitrag zur Stromversorgung. Dabei spielen für eine sichere und ordnungsgemäße Stromversorgung folgende Eigenschaften eine wesentliche Rolle.⁷⁶

⁷⁵ Optimierungsstrategien Aktive Netzbetreiber

⁷⁶ VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020, 2007

5.1.1 Prognostizierbarkeit

Die Beurteilung von DEA und ihre Rolle im Energiesystem hängen stark von ihrer Erzeugungscharakteristik ab. Damit eng verbunden ist die Frage der Prognostizierbarkeit der Stromerzeugung.

Mit Prognose wird die auf Messung, Erfahrung oder Simulation beruhende Vorhersage eines in der Zukunft liegenden Zustandes bezeichnet. Sie ist eine begründete Vorhersage⁷⁷. In diesem Fall wird mit Prognostizierbarkeit die Eintrittswahrscheinlichkeit der zukünftigen Primärenergiebereitstellung bzw. die Vorhersagbarkeit des zukünftigen Primärenergieangebotes bezeichnet.

Sehr gut bis gut prognostizierbar sind zum Beispiel alle fossil betriebenen Kraftwerke, da, sofern der Rohstoff vorhanden ist, der Betreiber den Kraftwerkseinsatz bestimmen kann. Eine gute Prognostizierbarkeit liegt auch im Bereich von Biomasse und Biogasanlagen, Kleinwasserkraftwerke und (Pump)Speicherkraftwerken vor.

Die oftmals diskutierte energetische Ausgleichsfunktion von gut prognostizierbaren, erneuerbaren Energieträgern im Zusammenspiel mit schwer prognostizierbaren Erzeugungstechnologien, wie z.B. Windkraft und Solarenergie, kommt aufgrund der derzeit gesetzten Anreize jedoch selten zum Tragen. Ökostromanlagen, welche sich im Fördersystem befinden, haben derzeit den Anreiz, möglichst viel zu produzieren, um ihren Gewinn zu maximieren. Sie sind in ihrer Entscheidungssituation vollkommen losgekoppelt von energietechnischen Fragen.

Kleinwasserkraftwerke könnten in Zukunft Grund- bzw. Mittellasten abdecken und bis zu einem gewissen Ausmaß auch Regel- und Ausgleichsenergie zur Verfügung stellen. Photovoltaikanlagen werden auch in Zukunft aufgrund ihres kleinen energetischen Beitrags in Oberösterreich nur eine untergeordnete Rolle spielen.

5.1.2 Technologieentwicklungsstand

Einige Technologien, wie Kleinwasserkraftwerke und die Windenergieanlagen, haben bereits die Marktreife erreicht. Dem gegenüber ist in anderen Bereichen, wie zum

⁷⁷ (Jarass, Obermair, Voigt) 2009

Beispiel bei der Biomassevergasung und auch bei der Photovoltaik noch mit einem vermehrten Forschungsbedarf zu rechnen.

5.1.3 Elektrische Nennleistung, Engpassleistung und Dauerleistung

Die Nennleistung von elektrischen Betriebsmitteln ist jene Dauerscheinleistung, für die diese ausgelegt worden sind, und wird aus Nennstrom und Nennspannung berechnet. Ist die Nennleistung nicht eindeutig aus den Unterlagen (z.B. Typenschild) bestimmbar, so ist ein bei Normalbedingungen erreichbarer Leistungswert als Nennleistungswert heranzuziehen.

Bei KWK-Anlagen ist darunter die elektrische Nennleistung zu verstehen.⁷⁸ Die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit oder eines Betriebsmittels ist die höchste Leistung, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb der Erzeugungseinheit oder eines Betriebsmittels ohne zeitliche Einschränkung erbracht werden kann und die Lebensdauer (Betriebszeit) und Sicherheit der Anlage oder des Betriebsmittels nicht beeinträchtigt.

Die tatsächlich erbrachte Dauerleistung kann aufgrund externer Umstände schwanken, bei Erzeugungsanlagen z.B. wegen jahreszeitlich schwankendem Wasserdargebot zur Erzeugung oder Kühlung und anderer Einsatzbedingungen, bei anderen Betriebsmitteln z.B. durch witterungsbedingt hohe Umgebungstemperaturen.

Engpassleistung ist die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Erzeugungsanlage mit allen Maschinensätzen.

⁷⁸ Technische und organisatorische Regeln (TOR) für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil A, Version 1.3, 2004

5.1.4 Maximale Jahresvolllaststunden

Ausnutzungsdauer, auch Volllaststundenzahl genannt, ist gleich dem Quotienten aus der abgegebenen Energiemenge (konzipierte Netto-Arbeit) in einer Zeitspanne (Jahr) und der Nennleistung der betrachteten Erzeugungseinheit.

$$T_{aN} = \frac{W}{P_N}$$

T_{aN}Nutzungsdauer, Volllaststunden

Wabgegebene Energiemenge in einer Zeitspanne

P_NNennleistung

Die Ausnutzungsdauer bzw. Volllaststundenanzahl ist bei Biomasse und Biogas sehr hoch. Die tatsächliche Ausnutzungsdauer variiert dann nur aufgrund externer Einflüsse wie Preise.

Erneuerbare Energiequellen, mit Ausnahme der oben erwähnten, weisen zumeist niedrigere Volllaststunden auf, da sie stark wetterabhängig sind.

Die realisierbaren Volllaststunden hängen von dem tatsächlichen Angebot der Ressourcen, wie z.B. Wind und Wasser, sowie vom Marktgeschehen und somit von den Preisen ab.

5.1.5 Elektrischer Wirkungsgrad

Der elektrische Wirkungsgrad stellt das technisch ausgelegte Verhältnis von der elektrischen Nutzenergie zur eingesetzten Energie eines Prozesses dar.⁷⁹

$$\eta_{el} = \frac{\text{Output [kW}_{el}] }{\text{Input [kW]}} = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_{FWL}} = \frac{P_{el}}{\dot{m}_B \cdot H_u}$$

η_{el} elektrischer Wirkungsgrad

P_{el}elektrische Nutzenergie

\dot{Q}_{FWL}mit dem Brennstoff zugeführte Wärmeleistung

\dot{m}_Bzugeführter Brennstoffmassenstrom

H_uunterer Heizwert des zugeführten Brennstoffes

⁷⁹ (Kaltschmitt, Streicher, 2009) S. 298

5.1.6 Technische Verfügbarkeit

Die technische Verfügbarkeit wird durch folgende Gleichung beschrieben:

$$a_t = \frac{h_B}{h_{th} - h_p} \cdot 100$$

a_ttechnische Verfügbarkeit

h_BBetriebs- und Bereitschaftsstunden

h_{th}Theoretische Stundenzahl = 8760 [h/a]

h_pGeplanter Stillstand

Diese Werte geben die technisch mögliche Verfügbarkeit einer Anlage an. Die 100 %ige Verfügbarkeit wird durch gewollte (Revision) bzw. ungewollte (z.B. Maschinenausfall) Stillstände nicht erreicht.

5.2 Auswirkungen auf den Stromkunden

5.2.1 Ökostromkosten

Nach § 19 Ökostromgesetz sind alle am österreichischen Strommarkt tätigen Stromhändler zur Abnahme einer bestimmten Menge Ökostrom zu einem erhöhten Einkaufspreis verpflichtet. Der Differenzbetrag zum Marktpreis ergibt den "Aufschlag Ökostrom", den die Ökobilanzgruppe zur Förderung österreichischer Ökostromerzeugung verwendet.

Die Mehraufwendungen bestimmen sich Großteils aus der Differenz der geförderten Einspeisetarifhöhen zum „normalen“ Strom-Marktpreisniveau.

Zum Vergleich: Der „normale“ Strommarktpreis beträgt derzeit etwa 4,5 Cent/kWh. Die Ökostromkosten verteuern den Marktpreis also um rund 10 %. Zusätzlich ist von den Stromkonsumenten die Zählpunktpauschale zu zahlen.

Die Zählpunktpauschale ist dabei ein gesetzlich vorgeschriebener Beitrag zur Finanzierung von Ökostrom-Anlagen (Windkraft-, Biomasse-, Photovoltaikanlagen, etc.) fossilen Kraft-Wärmekopplungsanlagen sowie mittlere Wasserkraft (10 bis

20MW). Diese Pausche ist im Ökostromgesetz festgelegt und beträgt derzeit 1,25 €/Monat⁸⁰.

Nach den Berechnungen der E-Control war die tatsächliche Kostenbelastung der Stromlieferanten durch den geförderten Ökostrom in den Jahren 2007 bis 2009 (Prognosewert) zwischen 0,36 Cent/kWh und 0,46 Cent/kWh.⁸¹

Für einen durchschnittlichen Haushalt im Versorgungsgebiet der Energie AG mit 3.500 kWh bedeutet das, dass er (inklusive 15 Euro Zählpunktpauschale) im Jahr 2009 ca. 32 Euro Ökostromförderungen bezahlt hat.

Ein mittlerer Gewerbebetrieb mit 100.000 kWh Stromverbrauch bezahlte im Jahr 2009 bei der EAG ca. 500 Euro für Ökostrom.

5.2.2 Merit-Order Effekt

Erneuerbare Energien senken den Börsenpreis. Der Preis für Strom wird an der Börse durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu befriedigen. Für Strom gibt es einen einheitlichen Preis, der an der Leipziger Börse EEX gebildet wird. Ist die Nachfrage nach Strom sehr gering, wie zum Beispiel in der Nacht, so sinkt auch der Preis für Strom. Folglich wird nur Strom aus den Kraftwerken angeboten, die diesen relativ günstig erzeugen können, zum Beispiel Braunkohlekraftwerke⁸². Mit steigender Stromnachfrage und steigendem Strompreis ist auch die Stromerzeugung durch Kraftwerke mit höheren Gestehungskosten lohnend. Das letzte Kraftwerk, das seinen Strom verkauft, wird Grenzkraftwerk genannt. Das Grenzkraftwerk bestimmt den Börsenpreis. Kraftwerke mit geringeren Erzeugungskosten als das des Grenzkraftwerkes können die erzielten Erträge zur Deckung ihrer Fixkosten verwenden.

Die vorrangige Einspeisung erneuerbaren Stroms verringert die Nachfrage nach anders erzeugtem Strom. Das heißt, dass dieser Strom priorisiert zur Deckung der Nachfrage eingesetzt wird. Vereinfachend kann dieser Vorrang als einer Verschiebung der Nachfragekurve dargestellt werden. Die durch die erneuerbare Energien reduzierte Nachfrage nach konventionellem Strom führt dann zu geringeren

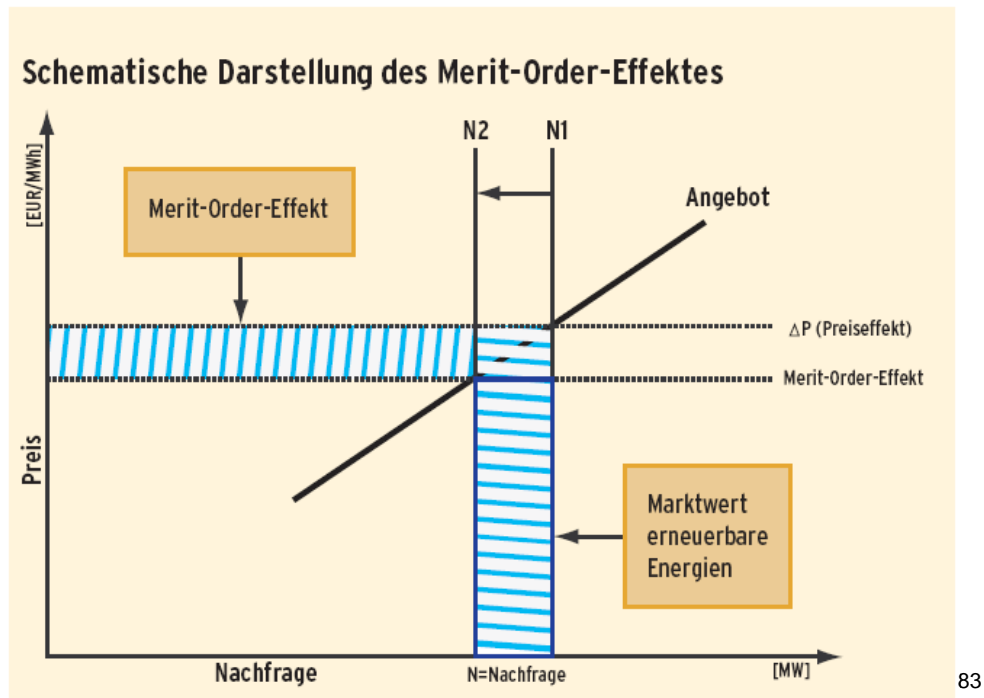
⁸⁰ Ökostromgesetz, BGBl. (idF v 02.02.2010) Teil 2, §5, §6, §9 und §10

⁸¹ <http://www.e-control.at/de/statistik/oeko-energie/energieversorgung-und-erneuerbare-energien>

⁸² Der Grund warum der Preis der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken noch relativ gering ist, ist die Tatsache, dass negative externe Effekte, wie Klima- und Umweltschäden, noch nicht ausreichend internalisiert werden.

Preisen. Die teuersten Kraftwerke werden daher weniger eingesetzt, weswegen der Preis entsprechend sinkt.

Abb. 21: Schematische Übersicht des Merit-Order-Effektes



83

⁸³ (Sensfus, 2007) S7.

6 Gegenüberstellung und Bewertung von Erzeugungsanlagen

In diesem Kapitel soll die Stromerzeugung aus regenerativen Energien anhand von Fallbeispielen untersucht werden.

Nach der Darstellung einzelner Technologien werden die Ergebnisse miteinander in Beziehung gesetzt, um eine Bewertung von erneuerbarer Energien unter Anwendung einer Nutzwertanalyse durchführen zu können.

Die im Anschluss angeführten Preise und Kosten sind Angaben der betroffenen Kraftwerksbetreiber oder wurden von ähnlichen Kraftwerksprojekten übernommen. Der technische Netzanschlusspunkt bzw. die Netzanschlusskosten der Kraftwerksprojekte wurden von mir als Projektplaner der Energie AG ermittelt und auch in dieser Form den Kraftwerksbetreibern übergeben.

Es wird an dieser Stelle nochmals explizit darauf hingewiesen, dass der Fokus der vorliegenden Studie auf der Stromerzeugung liegt und die Wärmeproduktion nur im Konnex mit einer effizienteren Energienutzung betrachtet wird.

Auch die Höhe der direkten und indirekten Folgekosten, die durch Emissionen von CO₂ und SO₂ in die Atmosphäre verursacht werden, ist aus heutiger Sicht mit wissenschaftlichen Analysen nicht hinreichend zu bestimmen und bleibt daher bei meinen Berechnungen unberücksichtigt.

6.1 Wasserkraftwerk Fallbeispiel Lohninger

Als Beispiel möchte ich die Revitalisierung eines Wasserkraftwerkes im Gemeindegebiet von Vöcklamarkt aufzeigen. Das bestehende alte Kraftwerk wurde für den Mühlen- und Sägewerksbetrieb der Familie Lohninger genutzt und befindet sich an einem Seitenarm des Vöckla-Flusses. Die neue Kraftwerksanlage soll mit einer doppelt regulierbaren Kaplanturbine ausgestattet werden.

Einige Technische Kenndaten:

Turbine: Einbau einer Kaplanturbine

Bruttofallhöhe: 2,88 m

Ausbauwassermenge: 4,5m³/s

Turbinenleistung vorher/nachher: 55 kW / 125 kW

Elektrische Leistung vorher/nachher: 48 kW / 110 kW

Regelarbeitsvermögen vorher/nachher: 200.000 kWh / 460.000kWh

6.1.1 Investitionskosten

Die Anlageninvestitionen setzen sich im Wesentlichen aus den Aufwendungen für den baulichen Anlagenteil (u.a. Krafthaus, Wehr, Wasserfassung, Wehrverschluss, Rechen- und Rechenreinigungsanlage), für die maschinenbaulichen Komponenten (u.a. Generator, Transformator, Schaltanlage) und den sonstigen Kosten (u.a. Grunderwerb, Planung, Genehmigung) zusammen. Den größten Teil nehmen dabei die Baukosten mit bis zu 70% der Gesamtaufwendungen ein.

Die restlichen Kosten verteilen sich mit etwa 20 bis 30% auf den Maschinenbau (u.a. Turbinen, Getriebe, Regler) und mit ca. 5 bis 10% auf die elektrotechnischen Einrichtungen. Der verbleibende Rest sind sonstige Kosten (u.a. Planungskosten, Baunebenkosten).

Abtransport der elektrischen Energie:

Die erzeugte elektrische Energie wird über 3 ca. 50m lange Niederspannungserdkabel der Type E-XAY2Y-J 1kV 4 x150mm² SE HD vom Generator zum Niederspannungsverteiler der neu zu errichteten 30-kV-Masttrafostation „Vöcklamarkt Fornacherstraße“ eingespeist. Diese neue Trafostation mit einem 400-kVA Trafo ist für die Übertragung des produzierten Stroms ins 30-kV-Netz der Energie AG erforderlich.

Die Kosten für die Errichtung der Trafostation bzw. für die Verlegung der Niederspannungserdkabel sind vom Kraftwerksbetreiber zu bezahlen und setzen sich wie folgt zusammen:

Netzzutrittsentgelt	50.990,00 in €
Netzbereitstellungsentgelt 5-kW für Eigenbedarf	336,00 in €
Herstellung einer 400-V Wandlermessung mit	
Lastprofilzähler und Zählerauslesung	<u>824,00 in €</u>
	52.150,00 in €

6.1.2 Betriebskosten

Laufende Kosten fallen u.a. für Personal, Instandhaltung, Verwaltung, Anlagenerneuerungen, Rechengutentsorgung und Versicherungen an. Die einzelnen Kostenanteile sind je nach den lokalen Gegebenheiten von Anlage zu Anlage sehr

verschieden. Insgesamt liegen die jährlichen Betriebskosten i. Allg. bei 1 bis 2% der Investitionen. Sie sind bei Kleinwasserkraftanlagen tendenziell höher als bei Großanlagen.

6.1.3 Stromgestehungskosten

Mit den in Kapitel 3.4.4 definierten finanzmathematischen Randbedingungen (Zinssatz 4,5%, Abschreibung über die technische Lebensdauer von 70 Jahren für den baulichen bzw. 40 Jahren für den maschinentechnischen Anlagenteil) sowie mit technischen Kenngrößen können die spezifischen Stromgestehungskosten mit Hilfe der Annuitätenmethode aus den Gesamtinvestitionen, den jährlich anfallenden Betriebskosten sowie den Energieerträgen berechnet werden.

Im Allgemeinen sinken die Stromgestehungskosten mit steigender Fallhöhe bzw. installierter Kraftwerksleistung bei Wasserkraftwerken.

6.1.4 Förderungen

Kleinwasserkraftwerke wurden über die Jahre mit weitgehend stabilen Tarifen gefördert. Diese Regelung gilt nur mehr für bestehende Anlagen.

Für neue Wasserkraftwerke bis 20-MW können nur mehr Investitionsförderungen beantragt werden.

Standardförderungssatz: Einmaliger Investitionszuschuss, max. 25% der gesamten ökostromrelevanten Investitionskosten einschließlich der Nebenanlagen und der erforderlichen ökologischen Maßnahmen, max. 50.000 Euro pro Anlage/Betreiber. Die förderungsfähigen Kosten sind mit 4.000,-- Euro/kW Ausbauleistung (nach Erneuerung bzw. Erweiterung) begrenzt. In begründeten Ausnahmefällen (geringe Leistung des Kraftwerkes in Relation zu den Kosten der durchzuführenden ökologischen Maßnahmen und besonderer Ökostromrelevanz) kann eine Überschreitung dieser Begrenzung (4.000,-- Euro/kW) erfolgen.⁸⁴

Die Herstellungskosten des Wasserkraftwerkes „Lohninger“ werden mit einem einmaligen Investitionszuschuss von 50.000,00 € gefördert.

⁸⁴ Ökostromgesetz, BGBl. (idF v 02.02.2010) Teil 2 §1 Abs. 6

Einige Technische Kenndaten:

Elektrische Nennleistung BHKW	100 kW
Thermische Nennleistung BHKW	149 kW
Thermischer Wirkungsgrad BHKW	ca. 53 %
Elektrischer Wirkungsgrad BHKW	ca. 35 %
Mechanische Nennleistung	106 kW
Elektrische Nennleistung Generator	165 kVA
Wirkungsgrad Generator, $\cos \phi = 1,0$	94 %

6.2.1 Investitionskosten

Die Investitionen für landwirtschaftliche Biogasanlagen können verfahrensabhängig sehr stark variieren und beinhalten sämtliche Aufwendungen für Planung und Genehmigung, Grundstück und Kraftwerksgebäude, Fermenter einschließlich Gasspeicher und technische Ausrüstung, Gärrestlager, Energiekonversionsaggregate, bauliche Einrichtungen und Nebeneinrichtungen (Fackel, Notkühler, Entschwefelung usw.).

Abtransport der elektrischen Energie

Für die Übertragung der elektrischen Energie werden drei Niederspannungskabel mit der Bezeichnung E-XAY2Y-J 1kV 4 x 150mm² SE HD bei einer Länge der Kabeltrasse von 410m vom BHKW zur bestehenden 30-kV-Trafostation „Stöttham Ort“ verlegt. Weiters erfolgen bei der Trafostation ein Austausch des Transformators auf eine Nennleistung von 250-kVA und ein Umbau der niederspannungsseitigen Teile der Trafostation. Die Kosten für die Umbauarbeiten an der Trafostation bzw. für die Verlegung der Niederspannungserdkabel sind vom Kraftwerksbetreiber zu bezahlen und belaufen sich im vorliegenden Fall bei:

Netzzutrittsentgelt	28.515,00 in €
Anteilige Kosten Umbau bestehende Trafostation	
Kabelverlegung von drei E-XAY2Y-J 1kV 4 x150mm ² SE HD	
Netzbereitstellungsentgelt 5-kW für Eigenbedarf	336,00 in €
Herstellung einer 400-V Wandlermessung mit	
Lastprofilzähler und Zählerauslesung	<u>824,00 in €</u>
	29.675,00 in €

6.2.2 Betriebskosten

Diese laufenden Kosten setzen sich aus den monetären Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung der Anlage, den Kosten für Personal und Versicherung sowie Betriebsmittel für den laufenden Anlagenbetrieb (z.B. Kraftstoff für Traktor und Radlader) zusammen. Die Brennstoffkosten wie z.B. Maissilage haben einen erheblichen Anteil an der Kostenstruktur der Anlage.

Die jährlichen Betriebskosten betragen im Fallbeispiel „Kreuzer“ € 101.000,00.

6.2.3 Stromgestehungskosten

Aus dem untersuchten Fallbeispiel errechnen sich Stromgestehungskosten zwischen 0,215 €/kWh mit bzw. 0,205€/kWh ohne Wärmegutschrift. Dabei ist eine deutliche Größendegression der Gestehungskosten zu beobachten. Durch eine höhere Auslastung der Kraftwerksanlage oder durch eine insgesamt höhere Steigerung des elektrischen BHKW-Nutzungsgrades und damit höheren Gasausbeute kann eine positive Beeinflussung der Stromgestehungskosten erzielt werden. Der Einfluss der Investitionen, Betriebskosten und Abschreibungsdauer ist dem gegenüber geringer.

6.2.4 Förderungen

Standardförderungssatz: Einmaliger Investitionszuschuss, max. 25 % der gesamten ökostromrelevanten Investitionskosten, max. 1.200,- Euro pro kW Engpassleistung.

Stromerzeugungsanlagen, die unter Verwendung des Energieträgers Biogas mit rein landwirtschaftlichen Substrat-Einsatzstoffen betrieben werden, werden laut § 10. (1) der Ökostromverordnung mit folgenden Beträgen gefördert:

1. für Anlagen mit einer Engpassleistung bis 250 kW18,5 Cent/kWh;
2. in Anlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 250-500 kW...16,5 Cent/kWh;
3. für Anlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 500 kW13,0 Cent/kWh.

Zusätzlich erfolgt ein Zuschlag von 2 Cent/kWh, sofern diese Anlagen das Effizienzkriterium gemäß § 8 Abs. 2 KWKG-Gesetz, BGBl. I Nr. 111/2008, erfüllt haben.⁸⁵

⁸⁵ Ökostromgesetz, BGBl. (idF v 02.02.2010) Teil 2, § 10

6.2.5 Berechnung

Investitionskosten Biogasanlage	507.200,00 in €
Netzanbindung	29.675,00 in €
Investitionskosten Gesamt	536.875,00 in €
Abschreibung über die technische Lebensdauer von 20 Jahre	
Annuität	41.272,00 in €/a
Betriebskosten	101.000,00 in €/a
Stromgestehungskosten bei 819 MWh/a	
ohne Wärmegutschrift	0,215 €/kWh
mit Wärmegutschrift	0,205 €/kWh

6.3 Photovoltaikanlage Fallbeispiel Hausjell

Die Familie Hausjell plant eine Photovoltaikanlage mit 10-kWp auf dem Dach eines Wirtschaftsgebäudes.

Technische Kenndaten:

Anlagengröße kWp ⁸⁶	10
Fläche pro kWp	ca. 10 m ²

6.3.1 Investitionskosten

Die Aufwendungen für die Errichtung photovoltaischer Systeme setzen sich aus den Modul- und Wechselrichterkosten, den Aufwendungen für sonstige Bauteile (Gestell, elektrische Einrichtungen) sowie den sonstigen Aufwendungen (u.a. Planungs- und Installationskosten und Kosten für die Baugenehmigung) zusammen.

Generell nehmen die spezifischen Kosten mit zunehmender Anlagengröße ab. Ursachen dieser Kostendegression sind neben sinkenden Modulpreisen bei größeren Abnahmemengen auch die mit höheren installierten Leistungen sinkenden spezifischen Wechselrichterkosten sowie sonstige spezifische Kosten (u.a. für die elektrischen Einrichtungen, Planung). Bei noch größeren Anlagen kommen diese Kostenvorteile noch stärker zum Tragen, allerdings werden diese bei Anlagen auf

⁸⁶ Ein 9 bis 10 m² großer Solargenerator kann eine elektrische Leistung von etwa 1.000 Watt erzeugen und wird deshalb als 1 kWp-Anlage (Wp = Watt-Peak) bezeichnet.

Freiflächen durch höhere spezifische Aufwendungen für Montagegestelle sowie elektrische Einrichtungen teilweise kompensiert.

Netzanbindung an das öffentliche Versorgungsnetz

Für die Netzanbindung ist Errichtung eines Standverteilers der Type F3 und die Verlegung von 25m E-XAY2Y-J 1kV 4 x150mm² SE HD Erdkabel erforderlich.

Netzzutrittsentgelt (Pauschalbetrag) 1.775,00 in €

Netzbereitstellungsentgelt 0,00 in €

6.3.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten errechnen sich aus den Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie den sonstigen Aufwendungen (z.B. Modulreinigung; Zählermiete, Versicherung). Die jährlichen Betriebskosten liegen je nach Aufstellungsart und Größe der Anlage zwischen 25 und 40 €/kW.

Betriebskosten 300,00 in €

6.3.3 Stromgestehungskosten

Im folgenden Beispiel liegen die Stromgestehungskosten bei 0,486 im €/kWh.

Die Stromgestehungskosten nehmen bei gleichem spezifischem Anlagenenertrag mit zunehmender Anlagenleistung ab. Neben den geringeren spezifischen Investitionen wirken sich dabei auch die in der Regel höheren spezifischen Erträge aufgrund der optimalen Neigung und Ausrichtung der Module aus.

6.3.4 Förderungen

Die Förderung von netzgeführten Photovoltaikanlagen in Österreich erfolgt u.a. in Form von erhöhten laufenden Einspeisetarifen gemäß der geltenden Ökostromverordnung.

Preise für Ökostrom aus Photovoltaik § 5

(1) Die Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Photovoltaikanlagen, die ausschließlich an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, werden wie folgt festgesetzt:⁸⁷

1. über 5 kWpeak bis 20 kWpeak38 Cent/kWh;
2. über 20 kWpeak33 Cent/kWh.

(2) Die Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Photovoltaikanlagen, die nicht ausschließlich an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, werden wie folgt festgesetzt:

1. über 5 kWpeak bis 20 kWpeak35 Cent/kWh;
2. über 20 kWpeak25 Cent/kWh.

(3) Das zusätzliche Unterstützungsvolumen (§ 21b ÖSG) für die Förderung elektrischer Energie aus Photovoltaikanlagen gemäß Abs. 2 darf 500.000 € pro Jahr nicht übersteigen.

6.3.5 Berechnung

Abschreibung über die technische Lebensdauer von 15 Jahre

Investitionskosten Photovoltaikanlage	44.580,00 in €
Netzanbindung	1.775,00 in €
Investitionskosten gesamt	46.355,00 in €
Annuität	4.316,29 in €/a
Betriebskosten	300,00 in €/a
Stromgestehungskosten bei 9.500 kWh/a	0,486 im €/kWh

6.4 Windkraftwerk Fallbeispiel Pöndorf

Die untersuchte Referenzanlage soll im Gemeindegebiet Pöndorf, im Bereich Bergham errichtet werden. Es wird eine netzgekoppelte Windkraftanlage mit 2,0 MW Nennleistung betrachtet. Dabei wird ein auf Binnenlandeinsatz optimierter Windkonverter verwendet, wie er derzeit Stand der Technik ist und vielfach in der Praxis eingesetzt wird. Eine optimierte 2 MW-Anlage erreicht eine spezifische Rotorleistung mit 314 W/m² (d.h. installierte Leistung geteilt durch die Rotorfläche). Der Rotor dieser Anlage verfügt über drei Blätter aus GFK/CFK-Verbundmaterial. Als

⁸⁷ Ökostromgesetz, BGBl. (idF v 02.02.2010) Teil 2, § 5

Generator kommt ein getriebegekoppelter Asynchrongenerator zum Einsatz. Der Turm des Windrades wird aus Stahlrohr gefertigt. Der Konverter wird auf normal tragfähigen Boden installiert

Technische Kenngrößen der untersuchten Windkraftanlage sind:

Nennleistung	2000	in kW
Rotordurchmesser	90	in m
Rotorblattanzahl	3	
Rotorblattmaterial	GFK/CFK	
Turmhöhe	105	in m
Turmbauart/-Material	Rohrturm/Stahl	
Verfügbarkeit	97	in %
Lebensdauer	20	in a
Volllaststunden	6,0 m/s ^a	2.180 in h/a

6.4.1 Investitionskosten

Die für Windkraftanlagen zu tätigen Investitionen setzen sich aus den Aufwendungen für den Konverter ab Werk, den Kosten für Transport und Montage, für das Fundament und die Netzanbindung sowie den sonstigen Kosten (u.a. Planungskosten, Wegkosten) zusammen.

Die spezifischen Investitionen für den Konverter hängen, neben technischen und typspezifischen Unterschieden, im Wesentlichen von der installierten Leistung ab und nehmen in der Regel mit zunehmender Anlagengröße ab.

Zusätzliche Kosten ergeben sich aus der Errichtung des Fundaments sowie u.U. von tragfähigen Zufahrtswegen, der Einbindung in das elektrische Netz sowie den Aufwendungen für Planung, Genehmigung, Infrastruktur, Grundstückskauf und Sonstiges.

Investitionskosten: 3.140.000,00 in €

Netzanbindung an das öffentliche Versorgungsnetz

Die Einspeisung ins öffentliche 30-kV-Netz erfolgt über ein ca. 4 km langes 30-kV Erdkabel der Type A2XHCJ2Y 3x1x240 mm² in die bestehende 30-kV-Trafostation „Landgraben“. Die Kosten für die Kabelverlegung bzw. für die Erweiterung der Trafostation „Landgraben“ um einen 30-KV-Kabelabgang belaufen sich bei € 380.000,00 und sind vom Windkraftbetreiber zu bezahlen.

Netzzutrittsentgelt

Erweiterung der bestehenden 30-kV-Tr.St. „Landgraben“ um

einen zusätzlichen 30-kV-Abgang 21.000,00 in €

Kabelverlegung 30-kV Erdkabel A2XHCJ2Y 3x1x240 mm²

mit einer Trassenlänge von 4.000m 359.000,00 in €

Netzbereitstellungsentgelt 5-kW für Eigenbedarf 336,00 in €

Herstellung einer 400-V Wandlermessung mit

Lastprofilzähler und Zählerauslesung 824,00 in €

Zu bezahlender Gesamtbetrag 381.160,00 in €

6.4.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten von Windkraftanlagen setzen sich u.a. aus den Aufwendungen für Pacht, Versicherung, Wartung und Instandhaltung sowie für technische Betriebsführung zusammen. Die durchschnittlichen jährlichen Betriebskosten können schwanken und werden mit 3 bis 5% bezogen auf die Gesamtinvestitionssumme gerechnet. Den größten Anteil davon nehmen die Aufwendungen für Wartung, Instandhaltung und Reparatur ein. Aber auch Kosten für die Versicherung sowie die technische Betriebsführung sind relevant.

Für die betrachtete Windkraftanlage errechnen sich daraus jährliche Betriebskosten von € 120.000,00.

6.4.3 Stromgestehungskosten

Da die Windstromerzeugung sehr stark vom Windenergieangebot beeinflusst wird, wird der Standort Pöndorf mit einer Jahresmittelgeschwindigkeit von 6,0 m/s, bezogen auf eine Messhöhe von 100m über Grund, betrachtet. (siehe Erfahrungswerte Eberschwang, Schernham).⁸⁸

Demnach liegen die spezifischen Stromgestehungskosten der untersuchten Referenzanlage bei 0,088€/kWh.

6.4.4 Förderungen

Bei Windkraftanlagen wurden mit § 6 der Ökostromverordnung vom 2. Februar 2010 die Fördermittel von 7,53 Cent/kWh auf 9,7 Cent/kWh erhöht. Dieser erhöhte Einspeisetarif gilt für einen Zeitraum von 13 Jahren und soll die Umsetzung derartiger Projekte ermöglichen.⁸⁹

6.4.5 Berechnung

Investitionskosten Windkraftanlage	3,035 in Mio. €
Netzanbindung	0,38 in Mio. €
Investitionskosten gesamt	3,415 in Mio. €
Abschreibung über die technische Lebensdauer von 20 Jahren	
Annuität	0,263 in Mio. €/a
Betriebskosten	0,12 in Mio. €
Stromgestehungskosten 6,0 m/s ^a 2.180 h/a	0,088 im €/kWh

⁸⁸ Messwerte der Anlagen in Eberschwang und Schernham

⁸⁹ Ökostromgesetz, BGBl. (idF v 02.02.2010) Teil 2, § 6

6.5 Technische und wirtschaftliche Gegenüberstellung

In Tabelle 4 sind wesentliche technische und wirtschaftliche Daten der untersuchten Technologien gegenübergestellt. Die angegebenen Werte sind Ergebnisse von Recherchen und eigenen Berechnungen. Sie wurden aus realisierten Anlagen abgeleitet, oder stammen aus Auskünften von Produzenten, Entwicklern und Institutionen.

Tab. 4: Technische und wirtschaftliche Gegenüberstellung

Erzeugungstechnologien ▼	Wasserkraft ▼	Biomasse ▼	Photovoltaik ▼	Windkraft ▼
Technische Kenngrößen				
Nennleistung in kW	120	100	10	2.000
Elektr. Wirkungsgrad in %	70 - 90	35	6 - 19	20 - 40
Prognostizierbarkeit	Gut	Gut-Sehr gut	Neutral	Schlecht-Neutral
Technologieentwicklungsstand	Marktdurchdringung	Marktreife	Demonstrationsstad.	Marktreife
Volllaststunden in h/a	6.000	4.500	2.400	2.180
Anlaufzeit in min.	0,2 - 10	0,2	0,1	1
Lebensdauer in a	30-80	30	25	20
Wartungsintervalle in h	> 4.000	> 4.000	~ 16.000	> 4.000
Verfügbarkeit in %	99	94-97	97	> 97
Wirtschaft.-u. ökologische Kenngr.				
Investitionskosten in €/kW	5.201,00	5.369,00	4636,00	1708,00
Betriebs-u.Wartungsk. in €/a	5.000,00	101.000,00	300,00	120.000,00
Stromgestehungskosten in €/kW	0,07	0,22	0,49	0,09
Mio. kWh pro Jahr	460.000	819.000	9.500	2.180
Einspeisetarif in ¢cent/kW	4,5	18,5	38	9,7

90

Die Herbeiführung einer Entscheidung erfolgt über die Transformation der Ergebnismatrix. In der Entscheidungsmatrix sind durch die Transformation der Ergebnisse bzw. Vereinheitlichung der Einheiten eine Vergleichbarkeit und damit die Aufstellung einer Präferenzordnung möglich.⁹¹

⁹⁰ Eigene Tabelle

⁹¹ (Stelling, 2005) S. 319

7 Zusammenfassung

7.1 Schlussfolgerung

Die in dieser Arbeit durchgeführten Beschreibungen und Darstellungen von den in Oberösterreich verwendeten dezentralen Stromerzeugungseinheiten zeigen die Schwierigkeiten aufgrund der sehr unterschiedlichen Eigenschaften der einzelnen Technologien auf. Dabei wurden technischen, ökologischen und wirtschaftlichen Kriterien und Kenngrößen ermittelt, um einen Vergleich der unterschiedlichen Charakteristika regenerativen Erzeugungstechnologien zu ermöglichen.

Die wesentlichen Ergebnisse der untersuchten Kraftwerke sind:

- Die Bandbreite der eingesetzten Erzeugungsanlagen ist relativ groß.
- Es existieren weit entwickelte Technologien, wie Wasserkraftwerke und Biomassekraftwerke oder, einige Technologien, wie Photovoltaikanlagen, sind jedoch noch von der Marktreife entfernt.
- Abhängig vom Primärenergieträger lassen sich dezentrale Erzeugungsanlagen in gut prognostizierbare (thermische DEA, Biogas und Biomasseanlage) und eher schlecht prognostizierbare DEA (Wind, Photovoltaik) unterteilen.

Weiters wurde der Einfluss der dezentralen Erzeugungsanlagen auf das Stromnetz untersucht.

Die DEA beeinflussen nach der vorherrschenden Integrationsdichte den Betrieb von Netzen, was jedoch bei der Netzanschlussbewertung zu diskutieren ist. Durch den kontinuierlichen Anstieg von Kraftwerken aus erneuerbarer Energien in Netzen sind für den Betrieb der Netze u.a. die Bereitstellung von Erzeugungsreserven, das Blindleistungsmanagement, Netzverluste und die Spannungsänderungen zu berücksichtigen.

Untersuchungen zur Anschlussbewertung von dezentralen Kleinkraftwerken bestätigen, dass diese auf Verteilernetzsysteme u.a. folgende Auswirkungen haben auf:

- Blindleistung,
- Inselbetrieb,
- Kurzschlussleistung,
- Netzkapazitäten im Verteiler- und Übertragungsnetz,
- Netzurückwirkungen,
- Netzschutz,
- Netzverluste,
- Spannungsqualität,
- Versorgungszuverlässigkeit.

Der Zubau regenerativer Erzeugungsanlagen kann aber auch Veränderungen auf die Netznutzungsentgelte der Stromkunden hervorrufen, die einerseits aufgrund von Netzverstärkungen und andererseits auf den steigenden Bedarf für Regelreserve zurückzuführen sind.

Dem gegenüber steht der preissenkende Effekt der erneuerbaren Energien durch den Merit-Order-Effekt.

Im nächsten Kapitel wurden bei den wichtigsten Kraftwerkstypen in Oberösterreich mit regenerativer Energienutzung die Stromerzeugungskosten analysiert. Diese wurden aus Kapital-, und Betriebskosten während der technischen Nutzungsdauer dieser Anlagen berechnet und auf die Erzeugungsmenge bezogenen mittleren spezifischen Kosten („Average Levelized Lifetime Cost“) verglichen.

In der Tabelle 5 sind die Investitionen sowie die Betriebs-, die Brennstoff und die spezifischen Stromgestehungskosten der betrachteten Referenzanlagen dargestellt. Diese werden auf der Basis einer volkswirtschaftlichen Kostenrechnung (Zinssatz 4,5%, Abschreibung über die technische Anlagenlebensdauer) aus den Investitionen sowie den Betriebs- und ggf. Brennstoffkosten berechnet.

Tab. 5: Investitionen sowie Betriebs- u. Stromgestehungskosten der Referenzanlagen

	Investitionen	Betriebskosten	Stromgestehungskosten
	in €/kW	in €/kW	in €/kWh
Wasserkraftwerk 110 kW	5.201,00	5.000,00	0,07
Biogasanlage 100 kW	5.369,00	101.000,00	0,22
Photovoltaik 10 kW	4.636,00	300,00	0,49
Windkraft 2000 kW	1.708,00	120.000,00	0,09

92

Demnach ist derzeit die photovoltaische Stromerzeugung durch die höchsten spezifischen Stromgestehungskosten gekennzeichnet. Sie liegen bei der betrachteten Photovoltaikanlage bei 0,49 €/kWh. Diese vergleichsweise hohen Stromgestehungskosten resultieren aus den nach wie vor hohen Investitionskosten. Neben den Anlageninvestitionen hat die Anzahl der Volllaststunden, die sich aus dem Systemnutzungsgrad und der Solarstrahlungsleistung und damit den Standortbedingungen ergibt, den größten Einfluss auf die Stromgestehungskosten.

Verglichen damit sind die spezifischen Stromgestehungskosten der Windkraftanlage deutlich geringer. Sie liegen derzeit für die untersuchte Einzelanlagen mit einer Leistung von 2-MW bei einer mittleren Windgeschwindigkeit in Narbenhöhe von 6,0 m/s bei 0,09 €/kWh. Die Stromgestehungskosten bei Windkraftanlagen werden sehr stark von den jeweiligen Gegebenheiten vor Ort und damit den standortspezifischen Einflüssen, dem lokal sehr unterschiedlichen Windenergieangebot und von der Anlagengröße beeinflusst. Im Vergleich zu den anderen Erzeugungstechnologien sind die spezifischen Investitionskosten beim Windrad mit 1.708 €/kWh am geringsten.

Die Stromgestehungskosten des untersuchten Wasserkraftwerkes liegen mit 0,07 €/kWh unter denen der Windkraftanlage. Diese werden aber in einem deutlich stärkeren Ausmaß als bei der Windenergie oder der Solarstrahlung von den jeweiligen Gegebenheiten am potenziellen Kraftwerksstandort beeinflusst. Daher liegen die spezifischen Investitionen mit 5.201 €/kWh auf einem relativ hohen Niveau, welches darauf zurückzuführen ist, dass die bautechnischen Komponenten von

⁹² Eigene Tabelle

Wasserkraftanlagen im Regelfall auf eine technische Lebensdauer von 70 Jahren und die maschinentechnischen Komponenten auf 40 Jahre ausgelegt werden.

Die Gestehungskosten der Stromerzeugung aus der landwirtschaftlichen Biogasanlage liegen bei 0,22 €/kWh. Die Strom- und Betriebskosten werden bei Biogasanlagen durch die Anlagengröße sowie durch die Brennstoffkosten (z.B. 0,03 €/kg für Maissilage, tierische Exkrememente werden in der Regel kostenlos zur Verfügung gestellt), aber auch durch höhere Gasausbeute bestimmt.

7.2 Ausblick

Der zunehmende Energiebedarf lässt sich nicht mit dem Ausbau einer einzigen Energieform alleine abdecken, vielmehr wird ein Mix verschiedenster Erzeugungsformen notwendig sein, der sich vor allem nach den örtlich vorhandenen Potenzialen richten muss.

Grundlegende Voraussetzung für eine Veränderung der Energieerzeugung ist in jedem Fall die Schaffung einer angepassten Netzstruktur.

Angesichts der oben beschriebenen Energiequellen wird augenscheinlich, dass sich die zukünftige Netzstruktur deutlich von der heutigen unterscheiden wird.

Die Stromnetze in Österreich stammen aus den 50er-Jahren des letzten Jahrhunderts. Damals wurden diese sehr vorausschauend gebaut und sie haben ihren Dienst sehr zuverlässig getan. Doch die Rahmenbedingungen speziell für die Netze haben sich dramatisch verändert. Während die Netze darauf ausgelegt waren, die elektrische Energie von zentralen Großkraftwerken zum Endverbraucher zu übertragen, schuf die Liberalisierung des Strommarktes europaweit eine völlig neue Situation. Und der Strom wird heute dort produziert, wo es ökonomisch und ökologisch sinnvoll ist.

Für den Kraftwerksbetreiber ist der Netzzugang ein wichtiger Kostenfaktor, welcher maßgeblichen Einfluss auf die Investitionsentscheidung hat, denn die Kostenkalkulation des Netzanschlusses beeinflusst unmittelbar die Höhe der Produzentenrendite.

Da diese Projekte Großteils durch öffentliche Gelder und Ökostromabgaben unterstützt werden, besteht auch ein hohes öffentliches Interesse nach einem möglichst effizienten Einsatz dieser Mittel.

Die Netzintegration dezentraler Erzeuger erfordert in Zukunft intelligente Technologien und aktives Netzmanagement, sogenannte "Smart Grids"⁹³, die mit zusätzlicher Kommunikationsinfrastruktur ausgestattet sind. Dabei werden Erzeuger, Verbraucher und Speicher zu einem sogenannten "Smart System" verbunden.

Die Diplomarbeit soll dabei einen Einblick über verschiedene Integrations- und Umsetzungsoptionen von dezentralen Erzeugungsanlagen geben um einen solchen Ausbau möglichst vernünftig zu gestalten.

Dabei sind folgende Charakteristika der neuen Erzeugungstechnologien gegeben:

- Die Energieträger (Wind, Sonne) unterliegen Schwankungen und daher ist auch die Stromerzeugung daraus schwankend.
- Sie unterliegen bei der Nutzung geografischen Einschränkungen (Wasserkraft, Wind, Biomasse, Gasleitung, etc.) und Strom kann aufgrund der Verfügbarkeit der Ressourcen überwiegend nur in räumlich weit verteilten Strukturen (also dezentral) gewonnen werden.
- Anlagen in niedrigeren Spannungsebenen arbeiten derzeit überwiegend ohne Systemmanagement und direkte Anbindung an zentrale Steuerungs- und Überwachungseinrichtungen.

Durch den Großteils unregelmäßigen Ertrag erneuerbarer Energiequellen kommt den Speichermöglichkeiten eine zunehmend bedeutende Rolle zu, denn auch der in Spitzenzeiten produzierte Strom soll einen Abnehmer finden. Umgekehrt müssen allerdings entstehende Verbrauchsspitzen abgedeckt werden können. Die bislang gängigste Methode der Speicherung elektrischer Energie ist das Pumpspeicherkraftwerk. Diese elegante Methode der Speicherung setzt eine geeignete Topographie sowie einen Zugang zum bestehenden Netz voraus.

Die Energie AG plant in Ebensee ein neues Pumpspeicherkraftwerk. Wasser vom Traunsee wird bei einer Senke auf den Sonnstein gepumpt, beim Zurückfließen wird Strom erzeugt.

⁹³ Vernetzung und Steuerung von Stromerzeugern, Speichern, elektrischer Verbraucher und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen der Elektrizitätsversorgung

Dass in Oberösterreich zukünftig das gesamte Stromaufkommen aus erneuerbarer Energie abgedeckt werden kann, ist meines Erachtens unrealistisch. Laut Expertenaussagen könnte es bis 2030 aber möglich sein, 80% des Energieaufkommens mit erneuerbarer Energie zu bestreiten.

Wir sind gespannt, ob diese Prognose eintrifft.

Es wird aber für die Mitarbeiter der Energie AG Oberösterreich eine wesentliche Herausforderung sein, sich mit diesem Themengebiet konstruktiv und erfolgreich auseinander zu setzen.

III Literaturverzeichnis

Böhm, Christoph: Analyse der Stromgestehungskosten von Erneuerbaren Energien heute und in der Zukunft. -1. Aufl.- Norderstedt: GRIN, 2008

E-Control GmbH Dezentral Erzeugung in Österreich 2005

EIWOOG, Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz, BGBl 1998/143, in der Fassung des BGBl 2000/121 und BGBl 2002/149

Energie AG Netz GmbH, Richtlinien Netz, Netzplanung, vom 01.09.2009

Energie AG Oberösterreich: Geschäftsbericht 2008/2009; Medieninhaber, Verleger und Herausgeber: Energie AG Oberösterreich, Böhmerwaldstraße 3, 4020 Linz. Linz, im Dezember 2009

Energy Economics Group, TU Wien Langfristige Szenarien der gesellschaftlich optimalen Stromversorgung der Zukunft, 2010

Fickert, Lothar: Planung und Betrieb von Energiesystemen: Graz, 2007. – S3

Geitmann, Sven: Erneuerbare Energien. - 2.Aufl. - Oberkrämer: Hydrogeit, 2005

Götze, Uwe: Investitionsrechnung, Modelle und Analysen zur Investitionsrechnung .- 6.Aufl. – Berlin Heidelberg: Springer Verlag, 2008

Hennicke Peter, Fishedick Manfred: Erneuerbare Energien, Mit Energieeffizienz zur Energiewende. – 1.Aufl. – München Beck, 2007

Kaltschmitt, M.; Wiese, A.; Streicher, W: Erneuerbare Energien, 3. Aufl. – Berlin Heidelberg: Springer, 2003

Kaltschmitt, M.; Streicher, W.: Regenerative Energien in Österreich, 1 Aufl. – Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2009

Mitteilung der Kommission an den Rat und das europäische Parlament: Fahrplan für erneuerbare Energien KOM(2006)

Neubarth, J. et al.: Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2006

Olfert, Klaus: Investition. aus der Reihe: Kompendium der praktischen Betriebswirtschaft 9. Auflage. Kiehl-Verlag, Ludwigshafen 2003

Ökostromgesetzes (ÖSG), BGBl. I Nr. 149/2002, kundgemacht am 23.08.2002

Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt vom 27.09.2001

Springmann, Jens-Peter: Förderung erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung. – 1. Aufl. – Wiesbaden: GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden 2005

Sturm, Rüdiger: Allgemeine Betriebswirtschaftslehre. Oldenbourg – Wissenschaftsverlag, 2006

Sensfus, F.: The Merit-order effect. Fraunhofer Institut 2007

Stelling, Johannes N.: Kostenmanagement und Controlling. 2. Auflage. Oldenbourg Verlag, München Wien 2005

Systemnutzungstarife-Verordnung 2006, SNT-VO 2006

TOR: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen – Teil D: Besondere technische Regeln. Hauptabschnitt D4, Version 2.0; 2001.

Urbatsch, René-Claude. Hochschule Mittweida (FH): Skriptum Investitionsentscheidungsrechnung, Stand: Januar 2009

Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostrom festgesetzt werden, BGBl. II Nr.508/2002

Zeitschriften:

Kronen Zeitung: Wirtschaft Politik Erneuerbare Energien; Medieninhaber, Verleger und Herausgeber: Kronen Zeitung Oberösterreich, vom 5 Juni 2010 S.16

VEÖ Journal, Österreichs Fachmagazin für Elektrizitätswirtschaft. Herausgeber: Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ). Verlag: Österreichischer Wirtschaftsverlag, Wien.

Heft: Nov.-Dez. 2007. Rechnungshofbericht zur Stromversorgung; Versorgungssicherheit gefährdet. Seite 12f

Elektronische Medien:

http://www.bmwa.gv.at/BMWA/Presse/Archiv2006/20060217_01.htm >, verfügbar am 14.1.2010

<http://www.econtrol.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/E_CONTROL>,
verfügbar am 20.02.2010

<<http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/jahresreihen>>, verfügbar
am 09.05.2010

<http://www.energieag.at/eag_at/page/339536979223644121_593479839214310582~593479989806601884_593692529014853253,de.html>, verfügbar am 28.03.2010

<http://www.energieag.at/eag_at/resources/339536979223644121_326146412800470858_43yhUu1w.pdf>, verfügbar am 28.03.2010

<http://www.energieag.at/eag_at/page/257501226587649392_594393657179308372_503495922118630680,de.html> verfügbar am 29.03.2010

<http://www.energieag.at/eag_at/page/257501226587649392_0_652878854635627166,de.html>, verfügbar am 04.06.2010

<http://www.energieag.at/eag_at/page/257501226587649392_0_632957954336438865,de.html>, verfügbar am 10.05.2010

<http://www.energieag.at/eag_at/page/257501226587649392_594460895429314458_577516649909418686,de.html> ,verfügbar am 25.04.2010

<http://www.esv.or.at/fileadmin/res_e_regions/WP_4/ESV_FAQ_KWKW_-10.4.06-fin.pdf>, verfügbar am 10.05.2010

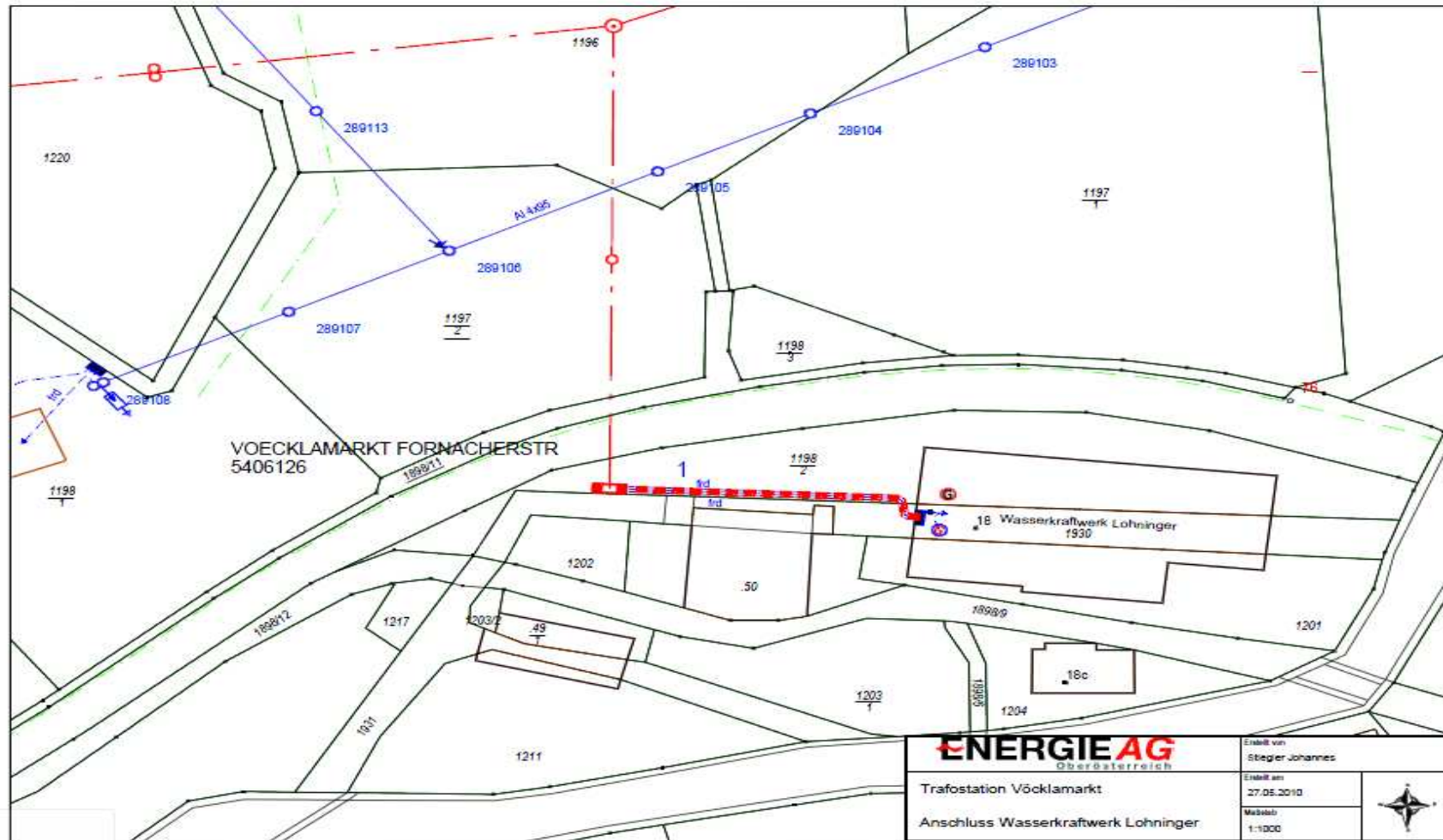
<<http://www.esv.or.at/info-service/energie-in-ooe/windkraftanlagen>>, verfügbar am 24.04.2010

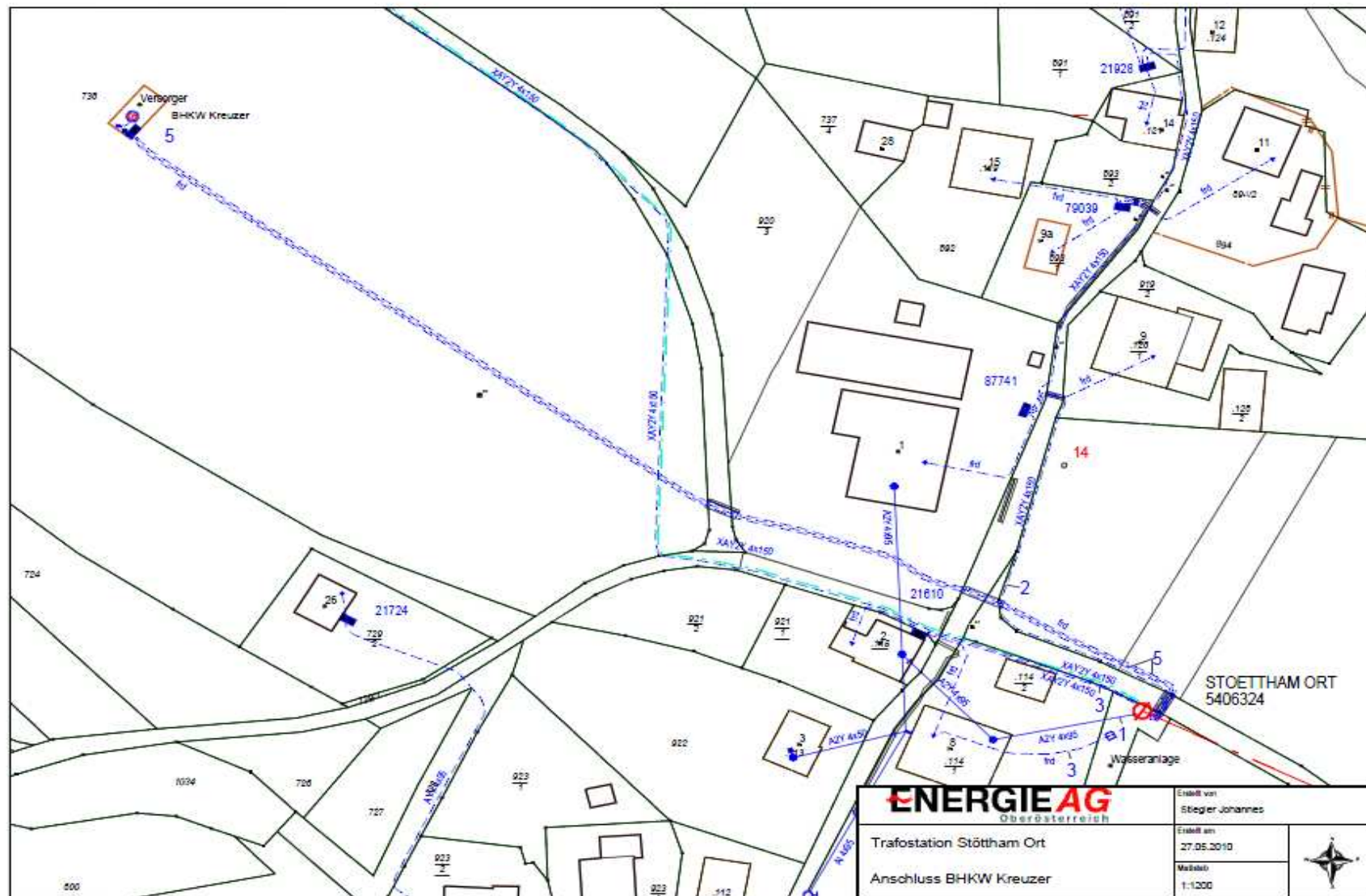
<<http://ooe.gruene.at/energie/artikel/lesen/61943>>, verfügbar am 08.05.2010

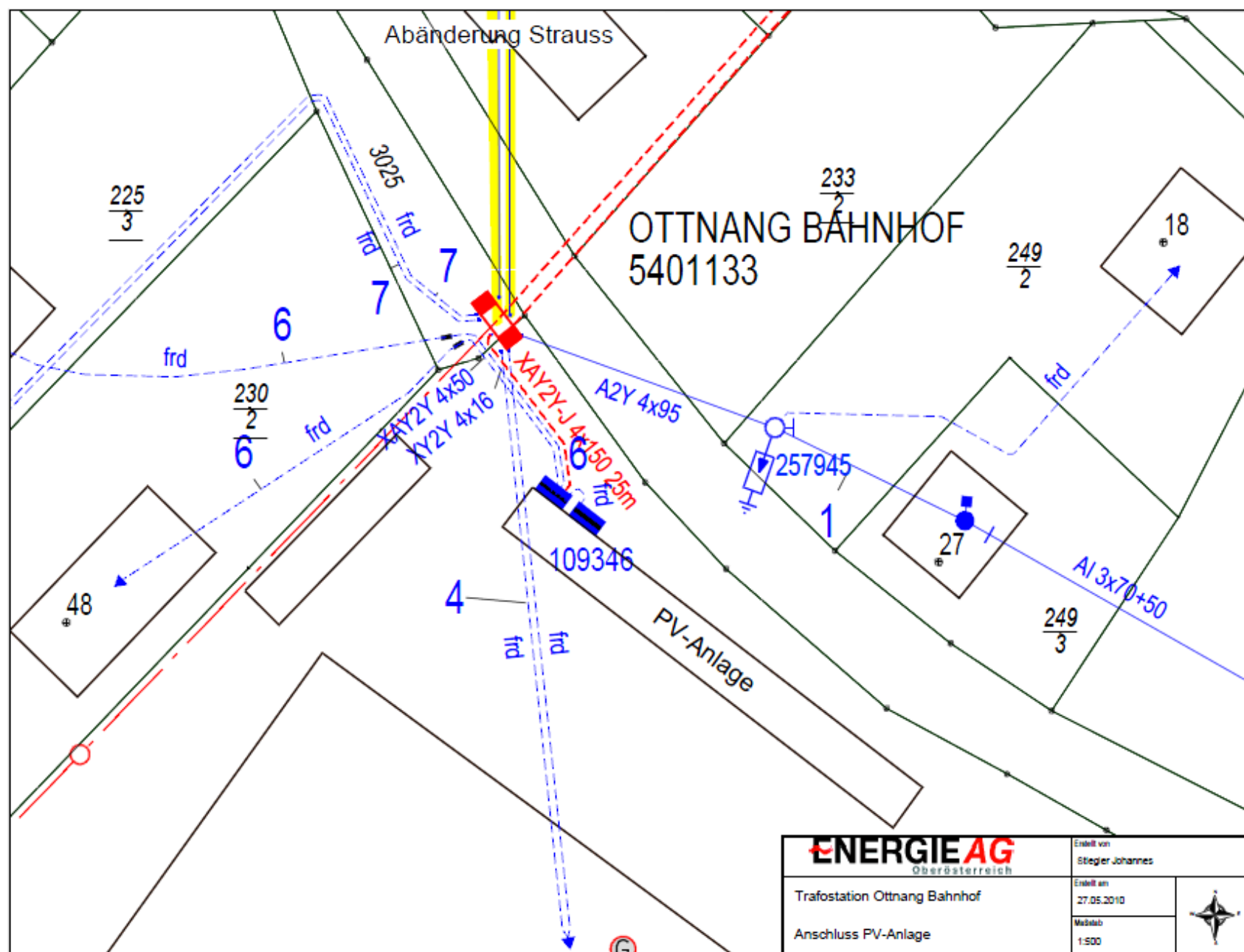
<http://www.wien.gv.at/wirtschaft/eu-strategie/wirtschaft/pdf/erneuerbare-energien.pdf>, verfügbar am 10.05.2010

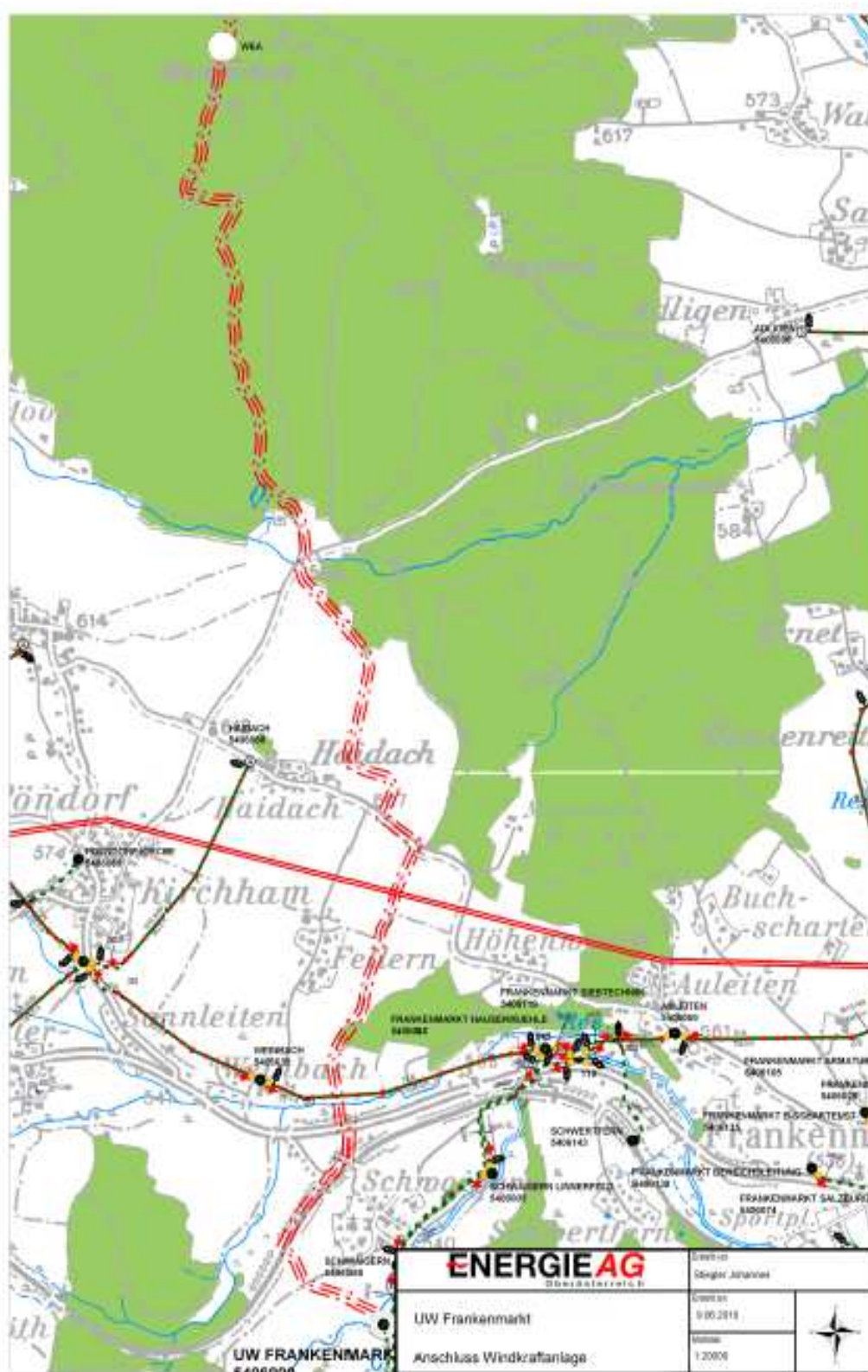
<http://www.verbund.at/cps/rde/xbcr/SID-3E1B22D8-67AF0280/internet/Imagebrochuere_APG_07_2007.pdf>, verfügbar am 09.05.2010

IV Anhang









⁹⁴ GIS-Plan über die Netzanbindung der 4 untersuchten Referenzanlagen

Abb. 22: Geplante Energie AG Software für dezentrale Einspeiser

Parallelbetriebsnr. 10031 KWKW_Lohninger_Säge, 4870 Vöcklamarkt_Forna

Bearbeitungsstatus Kundenansuchen mit Zusage Betriebsstatus Außer Betrieb

Betreiber 2217404 Feibauer Johann/4452 Ternberg/Bäckengraben 10

Station 09181 SCHWANDAU

Strang 09181-01

Anschlussobjekt 60157839

Verbrauchsst. 50149810 Geräteplatz 60495965

Adresse Verbrauchsstelle

Straße Bäckengraben 10

PLZ Ort 4452 Ternberg

Technische Daten Anlagedaten Konditionen/Dokumente Checkliste Formulardruck

Meldewesen

AV-Nummer 1034567

Datenimport

Typ der Einspeisung Volleinspeiser

Parallelbetrieb Drehstromgenerator

Gesamtleist. Ani 120,00 kW

Anzahl Generatoren 1

Nennleistung Generator 120,00

Bautyp Generator bt synchron

Nennstrom 180,00

Zuschaltstrom 180,00

Gesamte Solargenerat

Modull. Phase L1 L2 L3

max. Wechselr. Leist. L1 L2 L3

Messplatz frei

technische Vorbeurteilung

GIS-Absprung

Report SQ01

Berechnung starten

Meldewesen-Absprung

Kurzschlussleist. Einspeisepunkt [kVA] 765,00

Spannungsanhebung Einspeisepunkt [%] 1,20

Sp.einbr. bei Zusch. Einspeisepunkt [%]

Sonstige Daten

Inbetriebnahmedatum 03.03.2010 Ökoanlage

Anlagenart KWKW

Eigentumskennz.

Die Energie AG entwickelt zurzeit ein Programm um die aufgezeigten technischen Eigenschaften der dezentralen Stromversorgungsanlagen möglichst schnell zu erfassen bzw. ggf. mit entsprechenden Maßnahmen eine zukunftsorientierte und sichere Stromversorgung zu gewährleisten.

Tab. 6: Mehraufwendungen durch Verrechnungspreise gegenüber dem gewichteten Strom Marktpreis

Mehraufwendungen der Stromhändler durch den Verrechnungspreis	2007	2008	2009
	in Cent/kWh		
Vergleichs-Beschaffungswert: gewichteter Marktpreis der einzelnen Quartale	4,90	6,46	5,83
Verrechnungspreis sonstiger Ökostrom	10,33	11,00	10,51
Verrechnungspreis Kleinwasserkraft	6,47	6,23	6,41
Mehraufwendungen für sonstigen Ökostrom (umgelegt auf die gesamte Strommenge)*	0,42	0,37	0,40
Mehraufwendungen für Kleinwasserkraft (umgelegt auf die gesamte Strommenge)*	0,04	0,00	0,01
Summe der Mehraufwendungen für sonstigen Ökostrom und Kleinwasserkraft nach Modellberechnung durch E-Control*	0,46	0,36	0,42

96

*) 2007: sonstiger Ökostrom: 4.230 GWh, unterstützte Kleinwasserkraftwerk: 1.527 GWh;

Abgabe an den Endverbraucher: 54.688 GWh

2008: sonstiger Ökostrom: 4.496 GWh, unterstützte Kleinwasserkraftwerk: 945 GWh; Abgabe an den Endverbraucher: 55.438 GWh (vorläufiger Wert)

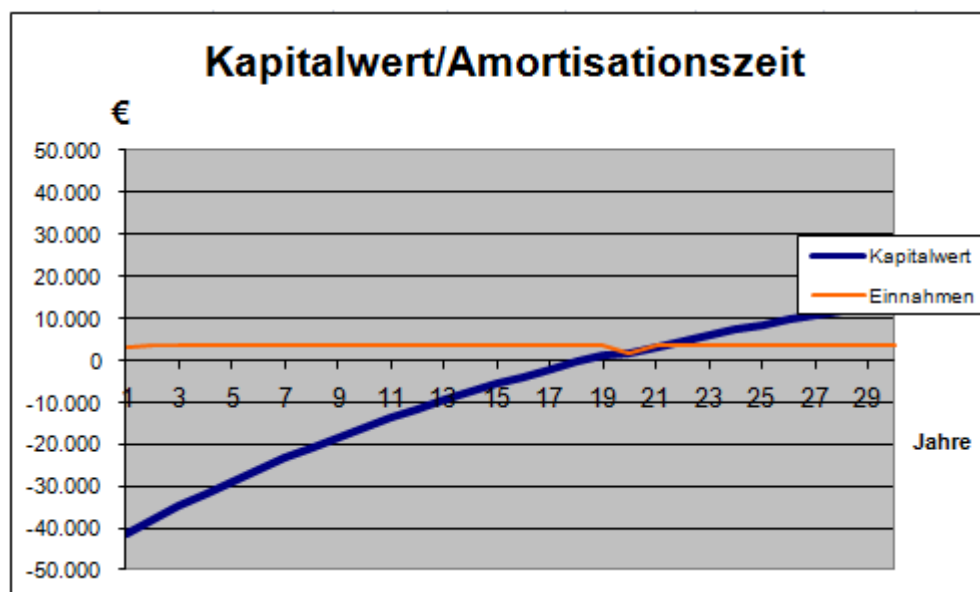
2009: Annahmen: sonstiger Ökostrom: 4.667 GWh, unterstützte Kleinwasserkraft: 1.293 GWh, Abgabe an den Endverbraucher: 54.329 GWh

⁹⁵ Von der Energie AG entwickeltes Bearbeitungsprogramm für Kleineinspeiser

⁹⁶ <http://www.e-control.at/de/statistik/oeko-energie/energieversorgung-und-erneuerbare-energien>

Abb. 23 Statische und dynamische Wirtschaftlichkeitsberechnung Kraftwerken

Berechnung der Erzeugungstechnologien z.B. Photovoltaikanlage												
Investitionssumme in €:		44580,00										
Abschreibungsdauer in Jahren:		15										
Abschreibung (Investition auf Abschreibungsdauer verteilen) =		2972,00										
Körperschaftsteuer GmbH:		0,0%										
Statisch									Dynamisch			Erzeugte Energie
Jahr	Investition	Ab-schreibung	Einnahmen	jährl. Ausgaben f. Wartung	größere Reparaturen	Steuer berechnungs basis	Steuern	Zahlungsmittel zugang nach Steuern	Abzinsung in %	Einnahmen Barwert	Kapitalwert	Erzeugungs kosten pro kWh
	44580,0								4,50		-44580,0	
1		2972,0	3498,1	-205,2		-6264,9	0,0	3292,9	1,0450	3151,1	-41428,9	31881
2		2972,0	3861,9	-205,2		-6628,7	0,0	3656,7	1,0920	3348,5	-38080,4	63761
3		2972,0	3861,9	-205,2		-6628,7	0,0	3656,7	1,1412	3204,3	-34876,1	95642
4		2972,0	3861,9	-205,2		-6628,7	0,0	3656,7	1,1925	3066,3	-31809,8	127522
5		2972,0	3861,9	-205,2		-6628,7	0,0	3656,7	1,2462	2934,3	-28875,5	159403
6		2972,0	3861,9	-205,2		-6628,7	0,0	3656,7	1,3023	2807,9	-26067,5	191283
7		2972,0	3861,9	-205,2		-6628,7	0,0	3656,7	1,3609	2687,0	-23380,5	223164
8		2972,0	3861,9	-205,2		-6628,7	0,0	3656,7	1,4221	2571,3	-20809,2	255044
9		2972,0	3861,9	-205,2		-6628,7	0,0	3656,7	1,4861	2460,6	-18348,6	286925
10		2972,0	3861,9	-205,2		-6628,7	0,0	3656,7	1,5530	2354,6	-15994,0	318805
11		2972,0	3861,9	-205,2		-6628,7	0,0	3656,7	1,6229	2253,2	-13740,8	350686
12		2972,0	3861,9	-205,2		-6628,7	0,0	3656,7	1,6959	2156,2	-11584,6	382566
13		2972,0	3861,9	-205,2		-6628,7	0,0	3656,7	1,7722	2063,3	-9521,2	414447
14		2972,0	3861,9	-205,2		-6628,7	0,0	3656,7	1,8519	1974,5	-7546,7	446327
15		2972,0	3861,9	-205,2		-6628,7	0,0	3656,7	1,9353	1889,5	-5657,3	478208
16			3861,9	-205,2		-3656,7	0,0	3656,7	2,0224	1808,1	-3849,1	510088
17			3861,9	-205,2		-3656,7	0,0	3656,7	2,1134	1730,2	-2118,9	541969
18			3861,9	-205,2		-3656,7	0,0	3656,7	2,2085	1655,7	-463,2	573849
19			3861,9	-205,2		-3656,7	0,0	3656,7	2,3079	1584,4	1121,3	605730
20			3861,9	-205,2	-2051,0	-1605,7	0,0	1605,7	2,4117	665,8	1787,0	637610
21			3861,9	-205,2		-3656,7	0,0	3656,7	2,5202	1450,9	3238,0	669491
22			3861,9	-205,2		-3656,7	0,0	3656,7	2,6337	1388,4	4626,4	701371
23			3861,9	-205,2		-3656,7	0,0	3656,7	2,7522	1328,6	5955,0	733252
24			3861,9	-205,2		-3656,7	0,0	3656,7	2,8760	1271,4	7226,5	765132
25			3861,9	-205,2		-3656,7	0,0	3656,7	3,0054	1216,7	8443,2	797013
26			3861,9	-205,2		-3656,7	0,0	3656,7	3,1407	1164,3	9607,5	828893
27			3861,9	-205,2		-3656,7	0,0	3656,7	3,2820	1114,2	10721,6	860774
28			3861,9	-205,2		-3656,7	0,0	3656,7	3,4297	1066,2	11787,8	892654
29			3861,9	-205,2		-3656,7	0,0	3656,7	3,5840	1020,3	12808,0	924535
30			3861,9	-205,2	0,0	-3656,7	0,0	3656,7	3,7453	976,3	13784,4	956415
Kontrollsumme:		44580,0						Barwertsumme	58364,4			
								- Kapitaleinsatz	44580,0			
								= Kapitalwert	102944,4			



V Eidesstattliche Erklärung

Hiermit versichere ich, dass die vorliegende Diplomarbeit von mir selbstständig und ohne unerlaubte Hilfe angefertigt worden ist, insbesondere dass ich alle Stellen, die wörtlich oder annähernd wörtlich aus Veröffentlichungen entnommen sind, durch Zitate als solche gekennzeichnet habe. Weiterhin erkläre ich, dass die Arbeit in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegen hat.

Ich versichere, dass die von mir eingereichte schriftliche Version mit der digitalen Version der Arbeit übereinstimmt.

Timelkam, 17. Juni 2010

Johannes Stiegler